

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL:  
ELECTRÓNICA INDUSTRIAL**

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA  
A RED CON MEDICIÓN NETA DE ENERGÍA  
EN MANAGUA**

**AUTOR:** Oscar Rodríguez Juárez

**DIRECTOR:** Jorge Martínez Crespo, Jaime Manuel Alonso-Martínez

Leganés, 29 de Octubre de 2015



*Canto al Sol de los nicaraguas.*

*Cuando se mete el sol, mi señor,  
me duele, me duele el corazón.  
Murió, no vive el sol, el fuego del día.  
Te quiero, yo te quiero,  
fuego del día, no te vayas,  
no te vayas fuego.  
Se fue el sol.  
Mi corazón llora.*

Versión de Ángel María Garibay citado por Jorge  
Eduardo Arellano, Antología general de la poesía  
nicaragüense. Managua .1984.



## **RESUMEN DEL PROYECTO**

El presente documento ilustra el diseño, ejecución y puesta en marcha de un proyecto de energía solar fotovoltaica de cooperación internacional en la ciudad de Managua (Nicaragua).

El proyecto trata de ahondar en las dificultades reales que existen desde el momento en el que se verifica la viabilidad del mismo hasta su finalización y posterior seguimiento para su correcto funcionamiento.

Se pretende conseguir una “guía de buenas y malas prácticas” que sirva de base a futuros cooperantes de cómo una mala utilización de los recursos puede suponer el deterioro o fracaso de un proyecto solidario que en un principio nace para dar servicio y mejorar las condiciones de vida de la comunidad a la que va destinado.

Aunque pueda parecer lo contrario, estas prácticas (en ocasiones malas prácticas) suponen un reto continuo de mejora en la consecución de los objetivos marcados, que si bien en cualquier proyecto son importantes, en este tipo de actuaciones lo son aún más porque interviene un componente humano que se beneficia de las bondades del proyecto.

En concreto, la instalación de energía solar en Nicaragua supone no solo un avance tecnológico y un incremento en la independencia energética del país con respecto a otras energías convencionales que debe comprar a terceros endeudándose, sino que también es una apuesta de futuro por una educación medioambiental limpia, por una concepción de energía renovable comprometida y saludable.

Y supone un cambio en la mentalidad de los jóvenes nicaragüenses que tienen la oportunidad de conservar y poner en valor un país cada vez más deteriorado por la deforestación (“despale”), la explotación de recursos fósiles y el desinterés o la falta de educación cívica que en primera instancia se traduce en calles sucias y llenas de desperdicios plásticos (petróleo), derroche y mal uso de recursos hídricos, o utilización abusiva de aparatos de aire acondicionado (con un elevado consumo energético).

La ejecución de este proyecto ha sido posible gracias a la intervención activa y los acuerdos de colaboración entre la Agencia Española de Cooperación Internacional (AECID), la Universidad Carlos III de Madrid y la Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua(UNAN).



## SUMMARY

This paper illustrates the design, implementation and start up of an international solar photovoltaic project of cooperation in the city of Managua (Nicaragua).

The project seeks to further understand the real difficulties that exist from the moment that verifies the viability until their completion and subsequent monitoring for its correct operation.

The goal is to achieve a "good and bad practices" guide that will serve as a basis for future cooperating in the poor use of resources can serve against the deterioration or failure of a solidarity project in principle is to give service and improve the living conditions of the development community to which it is intended.

Although it may seem otherwise, these practices (sometimes "bad practices") pose a major challenge in the continuous improvement in the achievement of the objectives, which while in any project are important in this type of action, are even more so because it involves a human component that takes advantage of the benefits of the project.

In particular, the installation of solar power in Nicaragua, is not only a technological breakthrough or an increase in the independence of the country with respect to other conventional energy sources that must be borrowed from third parties, but it also is a bet in the future for a clean environmental education and a commitment to a healthy life through renewable energy.

This leads to a change in the mentality of young Nicaraguans who have the opportunity to preserve and create value in a country increasingly deteriorated by deforestation ( "despale" ), the exploitation of fossil resources and the disinterest or lack of civic education that in first instance translates into dirty streets filled with plastic litter (petroleum), waste and misuse of water resources, and/or over use of air conditioners ( with a high level of energy consumption).

The realization of this project has been possible thanks to the active engagement and partnership arrangements between the Spanish Agency for International Cooperation (AECID), the University Carlos III of Madrid and the National Autonomous University of Nicaragua (UNAN).





Índice

|   |            |
|---|------------|
| <b>RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>   | <b>III</b> |
| <b>SUMMARY .....</b>  | <b>V</b>   |
| <b>ÍNDICE.....</b>  | <b>VII</b> |
| <b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>   | <b>X</b>   |
| <b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>   | <b>XII</b> |
| <b>1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....</b>                                    | <b>14</b>  |
| 1.1 INTRODUCCIÓN .....  | 14         |
| 1.2 OBJETIVOS .....   | 15         |
| 1.2.1 <i>Objetivos generales</i> .....                                    | 15         |
| 1.2.2 <i>Objetivos específicos</i> .....                                  | 15         |
| 1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO .....   | 16         |
| 1.4 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA .....  | 17         |
| <b>2 CONTEXTUALIZACIÓN, MODELO ENERGÉTICO Y NORMATIVA ELÉCTRICA .....</b> | <b>19</b>  |
| 2.1 CONTEXTUALIZACIÓN .....   | 19         |
| 2.2 DISTRIBUCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MODELO ENERGÉTICO EN NICARAGUA .....     | 21         |
| 2.3 NORMATIVA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN NICARAGUA .....  | 25         |
| <b>3 PLANTEAMIENTO Y PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO.....</b>                   | <b>27</b>  |
| 3.1 TRABAJOS REALIZADOS.....  | 27         |
| 3.2 PLANIFICACIÓN .....   | 28         |
| 3.3 DESCRIPCIÓN CRONOLÓGICA Y DESVIACIONES .....                          | 29         |
| <b>4 MEMORIA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN .....</b>                          | <b>32</b>  |
| 4.1 CONDICIONANTES .....  | 32         |
| 4.2 UBICACIÓN.....  | 33         |
| 4.3 FICHA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN .....                                 | 36         |
| 4.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO .....  | 37         |
| 4.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO SHARP NT-175 UC1 .....                            | 38         |
| 4.6 INVERSOR.....   | 41         |
| 4.6.1 <i>Conexiones en el inversor</i> .....                              | 44         |
| 4.7 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN .....                                       | 46         |
| 4.8 CONTADOR BIDIRECCIONAL. MEDIDOR DE ENERGÍA.....                       | 48         |
| 4.9 ESTRUCTURA SOPORTE.....   | 48         |
| 4.10 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN .....                                    | 50         |
| 4.10.1 <i>Cableado y elementos de conexión</i> .....                      | 50         |
| 4.10.2 <i>Conducciones de la cadena o serie de módulos</i> .....          | 51         |
| 4.10.3 <i>Conducción principal de corriente continua</i> .....            | 52         |
| 4.10.4 <i>Conducción de corriente alterna</i> .....                       | 53         |
| 4.10.5 <i>Conducción de puesta a Tierra</i> .....                         | 54         |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 4.10.6   | <i>Elementos de corte y protección. Protecciones de corriente continua</i> | 54        |
| 4.10.7   | <i>Elementos de corte y protección. Protecciones de corriente alterna</i>  | 54        |
| 4.10.8   | <i>Toma de tierra</i>  | 55        |
| 4.11     | MEDICIONES, PUESTA EN MARCHA   | 56        |
| 4.12     | PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ESPERADA   | 60        |
| 4.12.1   | <i>Rendimiento energético de la instalación</i>                            | 60        |
| 4.12.2   | <i>Producción de Energía Teórica</i>                                       | 62        |
| 4.12.3   | <i>Producción de Energía según PVSYST</i>                                  | 64        |
| 4.12.4   | <i>Resumen producción energética. Ratios</i>                               | 68        |
| <b>5</b> | <b>MEMORIA ECONÓMICA</b>   | <b>70</b> |
| 5.1      | ESTUDIO DE MERCADO   | 70        |
| 5.2      | PRESUPUESTO  | 71        |
| 5.3      | AHORROS Y BENEFICIOS   | 73        |
| 5.4      | ANÁLISIS DE RENTABILIDAD   | 74        |
| <b>6</b> | <b>COOPERACIÓN Y EFECTOS DE UN PROYECTO INACABADO</b>                      | <b>76</b> |
| 6.1      | PROYECTOS DE COOPERACIÓN AL DESARROLLO. TIPOLOGÍAS                         | 76        |
| 6.2      | ACTORES INTERVINIENTES   | 78        |
| 6.3      | PROGRAMACIÓN Y CICLOS DEL PROYECTO   | 78        |
| 6.4      | PUNTOS DÉBILES DEL PROYECTO DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL                   | 79        |
| 6.4.1    | <i>Financiación continuada difícil</i>                                     | 79        |
| 6.4.2    | <i>Política interna de la UNAN</i>   | 79        |
| 6.4.3    | <i>Proceso técnico inacabado</i>   | 81        |
| 6.5      | RESULTADOS DE LA ACCIÓN COOPERATIVA  | 83        |
| 6.6      | GUÍA PRÁCTICA DE ACCIONES BÁSICAS  | 83        |
| <b>7</b> | <b>IMPACTO AMBIENTAL</b>   | <b>85</b> |
| <b>8</b> | <b>CONCLUSIONES</b>  | <b>87</b> |
| <b>9</b> | <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>  | <b>89</b> |
|          | <b>ANEXOS</b>  | <b>92</b> |
| <b>1</b> | <b>CRONOGRAMA DE TRABAJO</b>   | <b>92</b> |
| <b>2</b> | <b>CENSO DE CARGA</b>  | <b>93</b> |
| <b>3</b> | <b>CÁLCULOS TÉCNICOS</b>   | <b>94</b> |
| 3.1      | ESTUDIO DE RADIACIÓN   | 94        |
| •        | <i>Componentes de la radiación</i>   | 94        |
| •        | <i>Mapa de radiación solar en Nicaragua</i>                                | 95        |
| •        | <i>Radiación media mensual global sobre superficie horizontal</i>          | 96        |
| •        | <i>Radiación media mensual sobre superficie orientada:</i>                 | 96        |
| 3.2      | CAMPO FOTOVOLTAICO E INVERSOR  | 98        |
| •        | <i>Determinación de la potencia fotovoltaica</i>                           | 98        |

|          |   |            |
|----------|---|------------|
| •        | <i>Estudio de orientación e inclinación.....</i>  | <i>98</i>  |
| •        | <i>Cálculo de las pérdidas por sombreado .....</i>  | <i>100</i> |
| •        | <i>Selección del inversor (potencia nominal).....</i>                                     | <i>101</i> |
| •        | <i>Cálculo del número de módulos serie-paralelo o asociación de módulos</i><br><i>101</i> |            |
| 3.3      | CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES .....  | 104        |
| •        | <i>Tramo Campo Fotovoltaico – Inversor.....</i>   | <i>105</i> |
| •        | <i>Tramo Inversor – Cuadro AC (punto de conexión a la red del edificio). 106</i>          |            |
| •        | <i>Conductores de protección .....</i>  | <i>107</i> |
| 3.4      | CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES .....   | 107        |
| •        | <i>Seccionador.....</i>   | <i>107</i> |
| •        | <i>Interruptor automático-diferencial .....</i>   | <i>107</i> |
| •        | <i>Protección externa frente a sobretensiones. ....</i>                                   | <i>107</i> |
| 3.5      | CÁLCULOS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....  | 108        |
| •        | <i>Cálculo del Performance Ratio estimado (PR).....</i>                                   | <i>108</i> |
| 3.6      | CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SEGÚN PVSYST .....                                      | 112        |
| 3.7      | CÁLCULOS ANÁLISIS RENTABILIDAD .....  | 114        |
| <b>4</b> | <b>TABLAS AUXILIARES.....</b>   | <b>116</b> |
| •        | <i>Tabla de conversión de secciones de cables. ....</i>                                   | <i>116</i> |
| •        | <i>Estudio de costes con la inversión realizada. ....</i>                                 | <i>117</i> |
| <b>5</b> | <b>PLANOS .....</b>   | <b>118</b> |
| •        | <i>Plano de Ubicación.....</i>  | <i>118</i> |
| •        | <i>Plano de Emplazamiento y Esquema de conexión.....</i>                                  | <i>119</i> |
| •        | <i>Esquema unifilar .....</i>   | <i>120</i> |
| <b>6</b> | <b>HOJAS DE CARACTERÍSTICAS .....</b>   | <b>121</b> |
| •        | <i>Módulo fotovoltaico .....</i>  | <i>121</i> |
| •        | <i>Inversor .....</i>   | <i>123</i> |

**Índice de figuras**

|   |    |
|---|----|
| Figura 1. Matriz de generación, año 2008 (MWh).....                         | 20 |
| Figura 2. Planta solar 1,38MW, La Trinidad, Diriamba, Nicaragua.....        | 21 |
| Figura 3. Porcentaje anual de energía generada con fuentes renovables ..... | 23 |
| Figura 4. Evolución prevista de la matriz de generación de Energía.....     | 23 |
| Figura 5. Generación bruta de electricidad, año 2010 .....                  | 24 |
| Figura 6. Situación geográfica de la instalación .....                      | 34 |
| Figura 7. Situación complejo RURMA.....                                     | 35 |
| Figura 8. Ubicación acometida o Punto de Conexión Sistema FV .....          | 35 |
| Figura 9. Implantación del Campo Fotovoltaico. ....                         | 38 |
| Figura 10. Módulo Solar SHARP NT-175 UC1 .....                              | 39 |
| Figura 11. Estructura del módulo fotovoltaico .....                         | 39 |
| Figura 12. Inversor PVPowered 1100.....                                     | 42 |
| Figura 13. Inversor PVPowered 1100 y caja protectora. ....                  | 43 |
| Figura 14. Conexión P.T. en Inversor .....                                  | 44 |
| Figura 15. Conexión fase L1 y neutro L2 en inversor. ....                   | 44 |
| Figura 16. Conexión generador FV con inversor.....                          | 45 |
| Figura 17. Punto de conexión en el laboratorio de biotecnología.....        | 45 |
| Figura 18. Unidad de comunicación y monitorización del inversor .....       | 47 |
| Figura 19. Medidor bidireccional de energía. ....                           | 48 |
| Figura 20. Estructura de soportación. ....                                  | 49 |
| Figura 21. Superposición de módulos FV sobre estructura soporte.....        | 49 |
| Figura 22. Diámetros relativos de varios calibres AWG. ....                 | 51 |
| Figura 23. Conector multicontact.....                                       | 52 |
| Figura 24. Cable solar módulo SHARP NT-175 UC1.....                         | 52 |
| Figura 25. Cable AWG 12. ....   | 53 |
| Figura 26. Conexión AC en inversor PVP1100 .....                            | 54 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 27. Breaker 15A caja general de protecciones.....                 | 55  |
| Figura 28. Conexión electrodo o varilla de Puesta a Tierra. ....         | 56  |
| Figura 29. Tensión en circuito abierto del módulo SHARP NT-175UC1 .....  | 56  |
| Figura 30. Tensión a la salida del generador FV. ....                    | 57  |
| Figura 31. Pantalla 1. ....  | 57  |
| Figura 32. Pantalla 2. ....  | 58  |
| Figura 33. Pantalla 3. ....  | 58  |
| Figura 34. Croquis conexión física generador FV. ....                    | 59  |
| Figura 35. Resultados principales PVSYST. ....                           | 66  |
| Figura 36. Diagrama de pérdidas PVSYST. ....                             | 67  |
| Figura 37. SFCR desmantelado en el RURMA. ....                           | 76  |
| Figura 38. Sombras por el arbolado sobre la instalación FV. ....         | 82  |
| Figura 39. Cronograma de trabajo. ....                                   | 92  |
| Figura 40. Mapa de Radiación Solar de Nicaragua, CNE 2002.....           | 95  |
| Figura 41. Radiación media mensual. ....                                 | 97  |
| Figura 42. Pérdidas por orientación e inclinación.....                   | 99  |
| Figura 43. Pérdidas por sombreado según PVSYST. ....                     | 100 |
| Figura 44. Producción Energía según PVSYST. ....                         | 112 |
| Figura 45. Cálculo de sombras según PVSYST.....                          | 113 |
| Figura 46. Evolución rentabilidad Proyecto RURMA.....                    | 115 |
| Figura 47. Plano de ubicación instalación fotovoltaica RURMA.....        | 118 |
| Figura 48. Emplazamiento y conexión instalación fotovoltaica RURMA. .... | 119 |
| Figura 49. Esquema unifilar instalación RURMA.....                       | 120 |
| Figura 50. Módulo FV Sharp NT-17SUC1 .....                               | 121 |
| Figura 51. Ficha técnica módulo FV .....                                 | 122 |
| Figura 52. Inversor PVPowered 1100.....                                  | 123 |
| Figura 53. Ficha técnica inversor fotovoltaico.....                      | 124 |

**Índice de tablas**

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1. Evolución de la capacidad instalada nominal en % y en MW, 2005-2014.....       | 22  |
| Tabla 2. Ficha técnica de la instalación .....  | 36  |
| Tabla 3. Ficha técnica del módulo SHARP NT-175 UC1 .....                                | 40  |
| Tabla 4. Características principales del inversor PVPowered 1100. ....                  | 43  |
| Tabla 5. Performance Ratio (PR) Global. ....  | 61  |
| Tabla 6. Producción de energía total estimada por mes.....                              | 63  |
| Tabla 7. Parámetros principales PVSYST. ....  | 64  |
| Tabla 8. Resultados simulación PVSYST.....  | 65  |
| Tabla 9. Resumen comparativa cálculos teóricos vs PVSYST.....                           | 68  |
| Tabla 10. Presupuesto de instalación y material para generador FV 1,225 kW. ....        | 72  |
| Tabla 11. Ahorro económico mensual y anual producido por el SFCR. ....                  | 73  |
| Tabla 12. Resumen económico estudio rentabilidad. ....                                  | 75  |
| Tabla 13. Emisiones de CO <sub>2</sub> equivalentes evitadas. ....                      | 86  |
| Tabla 14. Inventario y censo de carga de equipos instalados en el RURMA. ....           | 93  |
| Tabla 15. Radiación solar diaria en la ciudad de Managua [kWh/m <sup>2</sup> .día]..... | 96  |
| Tabla 16. Rango de tensiones del campo fotovoltaico.....                                | 102 |
| Tabla 17. Resumen asociación módulos serie-paralelo. ....                               | 103 |
| Tabla 18. Datos tramo campo fotovoltaico-inversor. ....                                 | 105 |
| Tabla 19. Datos tramo inversor-cuadro AC. ....  | 106 |
| Tabla 20. Resumen pérdidas mensuales por temperatura. ....                              | 109 |
| Tabla 21. Determinación del Performance Ratio estimado (PR) mensual. ....               | 111 |
| Tabla 22. Equivalencia mm <sup>2</sup> versus AWG. ....                                 | 116 |
| Tabla 23. Estudio de rentabilidad instalación RURMA. ....                               | 117 |



## **1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

En la actualidad en España y en Europa se han recortado considerablemente las ayudas a los proyectos de cooperación internacional y los incentivos y ayudas a las energías renovables.

Amparándose en una crisis sufrida por los sectores más desfavorecidos de la población mundial y que no parece tener fin, se destinan cada vez menos recursos a desarrollar y ejecutar ideas que redunden en beneficios tecnológicos y sociales que supongan un impulso para el desarrollo de aquellas comunidades, regiones o países que por sí mismas no disponen del conocimiento ni el capital para emprenderlas.

Debido a la escasez de medios, debemos ser en estos tiempos mucho más cuidadosos y mirar muy bien en qué manera estamos empleando los recursos que destinamos a la ayuda internacional. A menudo se destinan fondos para la realización de proyectos que se pierden en el tiempo, que acaban en el olvido o que se dejan inconclusos o simplemente que debido a una mala gestión no salen adelante perdiéndose así el dinero, el tiempo y el esfuerzo dedicados a ellos y, sobre todo, perdiéndose la finalidad para los que fueron concebidos: ayudar a otras personas a vivir mejor. Muchas veces, ya sea por la falta de formación o por la escasa coordinación o nulo seguimiento del proyecto, este se ve abocado a un lamentable final que no se corresponde con el potencial que tenemos para desarrollar ideas innovadoras y ponerlas al servicio de quienes las necesitan.

Se desvirtúan así pilares básicos de la cooperación con nuestros semejantes como son la ayuda, el compañerismo, la solidaridad o el intercambio y hermanamiento entre pueblos y culturas.

Este documento es un buen ejemplo de cómo uno de esos proyectos solidarios se concibió con la ilusión de sembrar una semilla que germinara en todo un país y que sin embargo transcurridos menos de cinco años desde su ejecución se ha acabado desmantelando y olvidando en una sala de material de la UNAN.

La presente memoria sirva para reactivarlo.



## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 OBJETIVOS GENERALES

La presente memoria tiene por objeto plantear, diseñar y ejecutar la instalación de una planta solar fotovoltaica de conexión a red de potencia nominal 1,1 kW, sobre estructura fija situada sobre el tejado de una nave de investigación titularidad del “Recinto Universitario Ricardo Morales Avilés (RURMA)” cuya propiedad pertenece a la Universidad Nacional de Nicaragua UNAN-Managua en el entorno docente de la ciudad de Managua, departamento de Managua, Nicaragua y dentro del marco de ayudas para la cooperación internacional de la Universidad Carlos III de Madrid y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).

En este sentido se tratarán de exponer las dificultades por la que ha atravesado el proyecto desde sus primeras fases hasta la finalización del mismo, encuadrándolo en el marco de las actividades desarrolladas en el ámbito de la cooperación internacional y sirviendo de referencia y guía para futuros proyectos que se reconocerán en algunas de las prácticas aquí descritas, pudiendo aprender y evitar algunos de los posibles errores que se pueden cometer en la práctica a la hora de ejecutar este tipo de proyectos.

### 1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Con la construcción del generador solar, se pretenden alcanzar los siguientes objetivos específicos bien definidos:

- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.
- Hacer mediciones netas de energía sobre un sistema de energía solar conectado a la red eléctrica pionero en Nicaragua y configurar un histórico de producción solar anual según las condiciones meteorológicas de Managua.
- Sentar las bases para la regulación y normas para la conexión venta a red en Nicaragua.
- A nivel técnico implementar y estudiar las protecciones eléctricas necesarias para la instalación de estos sistemas en entornos urbanos con seguridad para las personas y para la propia instalación.
- En el plano docente, dejar en funcionamiento un sistema de energía solar referente para alumnos y profesores de la UNAN que potencie el estudio de las energías renovables como primer paso para posicionarse como órgano experto en las actuaciones que el propio gobierno de Nicaragua pudiera llevar a cabo para el desarrollo futuro del país en política energética.

El presente proyecto ha de servir como base para la ejecución de la instalación y pretende dar cumplimiento a todos los requerimientos técnicos, legales y normativos a los que deberían estar sujetas este tipo de instalaciones de energía solar fotovoltaica de conexión a red en Nicaragua.

A su vez ha de ser documento administrativo a efectos de su presentación ante los organismos competentes para la obtención de los permisos y licencias que fueran necesarios según la normativa y legislación vigentes.

### **1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO**

El hecho de mejorar y hacer autocrítica de la manera de trabajo que está establecida en el ámbito de la cooperación internacional debería ser suficiente motivación como para tratar de afrontar nuevos proyectos con una óptica más responsable, acorde con los tiempos difíciles que nos toca vivir poniendo una lupa especialmente en aquellos proyectos fallidos para tratar de ver cuáles fueron las causas de su fracaso.

Este no es un trabajo pesimista. Todo lo contrario. A lo largo del mismo encontraremos suficientes razones como para motivarnos a emprender nuevos y mejores proyectos que supongan retos de actuación y retos de mejora personal que una vez superados seguro que se habrán traducido en la implantación de mejoras en diferentes lugares del mundo.

Esta es una labor fundamental en la ingeniería, ya que supone la aplicación del conocimiento en aras de un beneficio económico y social, apoyado en la mejora de la calidad de nuestro entorno, de la naturaleza que nos acoge y de las vidas que tratamos de llevar.

Por tanto, el reto y la responsabilidad de hacer bien las cosas para los demás supone la mayor de las motivaciones.

El aprovechamiento de nuestros recursos y la entrega de nuestra sabiduría para que un día otros puedan trasmitirla, transformarla y engrandecerla consiguiendo una vida mejor.

La ingeniería es una herramienta de los pueblos que debe ser compartida por todos.

En este proyecto tratamos de utilizar la ingeniería para utilizar los recursos que nos proporciona nuestro Sistema Solar.

Tratamos de compartir nuestra experiencia y enseñar que podemos canalizar y utilizar la energía del Sol para llevar energía eléctrica a los hogares o tener agua caliente en todo momento en nuestras casas.

Y todo ello sin necesidad de destruir nuestro entorno o de agotar y exprimir la tierra que nos proporciona cobijo y alimento.

Es suficiente motivación la de crear conciencia a través de una práctica sencilla.

Es suficiente motivación la de exponer con hechos el error que estamos cometiendo al generar electricidad con recursos fósiles.

Y supone un arduo trabajo dejar listo tecnológicamente para las generaciones futuras un legado que les haga impensable la posibilidad de generar energía de otra manera que no sean las fuentes renovables.

#### **1.4 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA**

Se expone a continuación un breve resumen de cada capítulo:

##### *Capítulo 1: Introducción y objetivos*

Breve introducción para explicar el problema que se pretende abordar, los objetivos que se quieren alcanzar y cuáles son las motivaciones que llevan al desarrollo del proyecto.

##### *Capítulo 2: Contextualización, modelo energético y normativa eléctrica*

Sitúa al lector en el contexto nicaragüense haciendo un repaso de las condiciones geográficas, climatológicas y socioeconómicas incluyendo los distintos modelos energéticos seguidos en los últimos años. Se incluye la relación del conjunto de normas y leyes a las que hace referencia el proyecto.

##### *Capítulo 3: Planteamiento y planificación del trabajo*

Se explica qué se ha hecho, cómo se ha hecho y hasta dónde se ha llegado. Se recoge la evolución del proyecto en el tiempo con la planificación y el cronograma del mismo.

##### *Capítulo 4: Memoria Técnica de la instalación*

Se detallan los elementos principales instalados en el generador fotovoltaico así como las protecciones y el cableado eléctrico utilizado para completar la instalación.

##### *Capítulo 5: Memoria Económica. Análisis*

Se recogen los presupuestos manejados para llevar a cabo el proyecto y se realiza un sencillo estudio de rentabilidad a medio plazo de la instalación.

##### *Capítulo 6: Cooperación y efectos de un proyecto inacabado*

Se trata de centrar qué es un proyecto de cooperación internacional y cuáles son los aspectos básicos que debe desarrollar para posteriormente analizar lo que se ha hecho en este proyecto, como se ha abordado y qué errores se han cometido susceptibles de cometerse en otros proyectos similares o de la misma índole.

##### *Capítulo 7: Impacto ambiental*

Se reseña los aspectos fundamentales de la influencia de la tecnología solar fotovoltaica sobre el medioambiente y se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas gracias a la generación de energía limpia y renovable.

*Capítulo 8: Conclusiones*

Resume la experiencia desarrollada en este proyecto extrayendo objetivamente los aspectos positivos y negativos. Se resaltan las posibilidades abiertas con el proyecto para los distintos actores intervinientes en el mismo. Se señalan aquellos caminos que pueden llevar a un mal desempeño del proyecto.

*Anexos:*

Comprende los cálculos técnicos expuestos en el *Capítulo 4*, los cálculos económicos recogidos en el *Capítulo 5*, los planos de la instalación y las hojas de características de los elementos instalados.

## **2 CONTEXTUALIZACIÓN, MODELO ENERGÉTICO Y NORMATIVA ELÉCTRICA**

### **2.1 CONTEXTUALIZACIÓN**

Nicaragua actualmente es un país que, por su situación geográfica, cuenta con unos recursos naturales excepcionales. Se diría que es un país energéticamente privilegiado porque goza de una climatología adecuada para aprovechar los recursos que proporcionan el sol y el viento. Gran parte de su territorio está bañado por lagos y ríos propicios para explotar la energía hidráulica y está enclavado en uno de los lugares del mundo con mayor actividad volcánica, por lo que el aprovechamiento de la energía geotérmica supone un potencial importante para el país.

Por si fuera poco, está bañado tanto por el Océano Pacífico como por el Océano Atlántico en su parte caribeña por lo que en el futuro la energía mareomotriz también tendría su hueco.

Por tanto, si hablamos de energías renovables podemos asegurar que estamos en el país adecuado para explotar estos recursos naturales.

Geotermia, hidráulica y mini hidráulica, eólica, biomasa y solar debieran ser las fuentes energéticas principales que convirtiesen al país en un referente mundial a la vanguardia de las tecnologías renovables, dotándolo de una identidad de la que muy pocos países pueden presumir.

Sin embargo, las duras condiciones de este enclave centroamericano, así como la política e historia reciente, hacen que Nicaragua esté sumida en una sempiterna pobreza de la que es difícil escapar, siempre estando a merced de tratados y acuerdos con terceros países para que les suministren energía y, en definitiva, una calidad de vida que nunca llega a ser la de los países más ricos o emergentes de su entorno.

Nicaragua cuenta con una superficie de 130.327,47 km<sup>2</sup> que le sitúa como el país más grande de Centroamérica con la economía más pequeña de la región. Con una densidad de población de 47 habitantes por kilómetro cuadrado en 2008, presenta una alta intensidad energética a pesar de los bajos niveles de electrificación y la alta dependencia del consumo de combustibles fósiles.

Aunque, desde 2005, el consumo per cápita de energía en Nicaragua ha disminuido, en cuanto al consumo de energía total hasta el año 2009, el sector residencial ocupaba casi el 50%, seguido del sector transporte que se situaba en torno al 26% y los sectores industrial y comercial con un 12% y 10% respectivamente, relegando al sector agropecuario y resto de sectores a un porcentaje que ronda el 2% [\[1\]](#).

Además, en la actualidad, según datos de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, CEPAL, Nicaragua posee una de las tarifas más altas de Centroamérica situándose para el sector residencial en un promedio de 0,28 US\$, para el sector comercial de 0,25 US\$ y para el sector industrial de 0,23 US\$ por cada kWh consumido. [\[2\]](#).

Aunque se están haciendo esfuerzos por cambiar, en el año 2008; Nicaragua basaba su política energética en la generación de energía térmica, alcanzando ratios del 68% en la matriz de generación total (MWh), para lo cual utiliza petróleo y sus derivados [3].

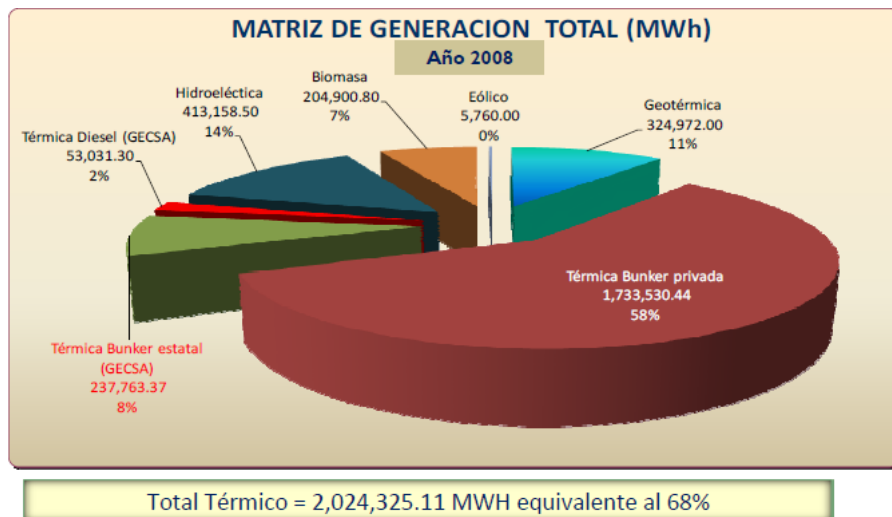


Figura 1. Matriz de generación, año 2008 (MWh).

Esta circunstancia, al no ser un país productor de crudo, le hace ser fuertemente dependiente de países más desarrollados en este sector.

Además, la necesidad de cocinar y calentar agua ha provocado una deforestación sin igual en las últimas décadas.

Todo esto unido a la utilización de la madera por parte de las diferentes industrias y las escasas políticas de reforestación ha contribuido a la considerable reducción de la masa arbórea de la que gozaba Nicaragua gracias a su clima húmedo en época de lluvias.

Esta dependencia energética también se traduce en poca o escasa normativa eléctrica en energías renovables (utilizando y copiando códigos como el NEC norteamericano) y en concreto en energía solar.

Dados los elevados costos que venía soportando la instalación de un sistema de generación eléctrica con energía solar, en la mayoría de los planes energéticos del gobierno no se incluye el estudio de esta fuente de energía quedando relegada a sistemas aislados en zonas rurales de difícil acceso únicamente.

Sin embargo en los últimos tiempos se ha reducido considerablemente ese costo por lo que comienza a ser viable la instalación de energía solar como fuente de generación eléctrica alternativa.

Desde 2007, con la creación del Ministerio de Energía y Minas (MEM), el país está haciendo unos esfuerzos legislativos, como parte de una estrategia para frenar el fuerte déficit energético, que favorecen el desarrollo de proyectos con energías renovables ya

sean públicos o privados intentando aprovechar el grandísimo potencial energético disponible [1].

El plan Expansión de Generación Eléctrica establecido por el MEM prevé para el año 2017 una matriz energética de energía eléctrica que dependa en un 94% de fuentes renovables.

Si bien es cierto que dicha matriz se basa principalmente en la generación hidroeléctrica, geotérmica y (en menor medida) eólica, grandes empresas y ONG's comienzan a considerar la posibilidad de instalar centrales solares como es el reciente caso de la planta solar de Diriamba inaugurada en el año 2013, construida y gestionada por dos empresas japonesas y que cuenta con 1.38MW de potencia conectados a la red eléctrica nicaragüense[4].



**Figura 2. Planta solar 1,38MW, La Trinidad, Diriamba, Nicaragua**

En definitiva, dentro de los planes para invertir la tendencia y la consiguiente dependencia de energías de origen fósil, y para conseguir transformar ese 68% en un 50% en 2014 e incluso reducirlo a la mínima expresión, ahora también se incluye a la energía Solar, proponiéndose (aunque aún están en el aire) leyes específicas e incentivos para la regulación e instalación de plantas solares conectadas a la red.

Por tanto, instalando los sistemas de energía solar en las ciudades y atendiendo al concepto de “net metering” o balance neto, cuyo principal objetivo es el de hacer un balance entre lo que se genera y lo que se consume, se podría hablar de un ahorro considerable en la factura eléctrica además de un ahorro en emisiones de gases contaminantes a la atmósfera y el comienzo de un cambio real en los hábitos de producción de energía en Nicaragua para que estén más acordes con la realidad de sus recursos naturales.

## **2.2 DISTRIBUCIÓN Y EVOLUCIÓN DEL MODELO ENERGÉTICO EN NICARAGUA**

Con las diferentes planificaciones en el ámbito energético que se vienen realizando en Nicaragua desde el año 2004, se perfilan giros hacia una política de inversiones en energías renovables necesaria, duradera y favorable con el medio ambiente.

Prueba de ello son los datos estadísticas e indicadores obtenidos en materia de:

### Cobertura eléctrica

En 1995 tan solo un 45,5% de la población tenía acceso a la red eléctrica mientras que en 2008 el porcentaje había aumentado hasta el 64,5% [5].

### Potencia instalada

Desde 2005 hasta 2014 la potencia eléctrica instalada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ha incrementado en un 42% pasando de 770,49 MW a 1327,49 MW. [6].

De la capacidad instalada, el 24,94% correspondía a energías renovables en 2005 mientras que en 2014 esta cifra tan solo se había incrementado hasta el 34,71%.

**Tabla 1. Evolución de la capacidad instalada nominal en % y en MW, 2005-2014**

| EMPRESAS GENERADORAS                | 2005          | 2006          | 2007          | 2008          | 2009          | 2010          | 2011          | 2012          | 2013          | 2014          |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidroeléctricas                     | 13.58         | 13.71         | 12.66         | 11.82         | 10.73         | 9.82          | 9.50          | 8.21          | 9.31          | 9.05          |
| Geotérmicas                         | 11.36         | 11.47         | 10.52         | 9.82          | 8.91          | 8.16          | 7.89          | 12.78         | 11.98         | 11.64         |
| Eólicas                             |               |               |               |               | 4.06          | 5.87          | 5.68          | 11.39         | 11.36         | 14.02         |
| Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel) | 59.26         | 58.86         | 62.17         | 64.69         | 63.89         | 64.80         | 65.94         | 57.21         | 56.98         | 55.22         |
| Térmicas (Bagazo de Caña)           | 15.81         | 15.96         | 14.64         | 13.67         | 12.41         | 11.36         | 10.99         | 10.40         | 10.37         | 10.08         |
| <b>TOTAL NACIONAL</b>               | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> | <b>100.00</b> |

| EMPRESAS GENERADORAS                         | 2005          | 2006          | 2007          | 2008          | 2009          | 2010            | 2011            | 2012            | 2013            | 2014            |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Hidroeléctricas                              | 104.40        | 104.40        | 105.30        | 105.30        | 105.30        | 105.30          | 105.30          | 105.30          | 119.70          | 119.70          |
| Geotérmicas                                  | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50           | 87.50           | 164.50          | 154.50          | 154.50          |
| Eólicas                                      |               |               |               |               | 39.90         | 63.00           | 63.00           | 146.60          | 146.60          | 186.20          |
| Térmicas (Fuel Oil)                          | 359.90        | 353.50        | 359.90        | 421.10        | 475.50        | 543.50          | 591.10          | 592.50          | 592.50          | 592.50          |
| Térmicas (Diesel)                            | 79.00         | 79.00         | 139.00        | 139.00        | 139.00        | 139.00          | 125.00          | 125.00          | 125.00          | 125.00          |
| Térmicas (Bagazo de Caña)                    | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80          | 121.80          | 133.80          | 133.80          | 133.80          |
| <b>Sistema Interconectado Nacional (SIN)</b> | <b>752.60</b> | <b>746.20</b> | <b>813.50</b> | <b>874.70</b> | <b>969.00</b> | <b>1,060.10</b> | <b>1,093.70</b> | <b>1,267.70</b> | <b>1,272.10</b> | <b>1,311.70</b> |
| Hidroeléctricas                              | 0.23          | 0.23          | 0.00          | 0.00          | 0.00          | 0.00            | 0.00            | 0.40            | 0.40            | 0.40            |
| Termoeléctricas                              | 17.66         | 16.62         | 18.22         | 16.26         | 12.65         | 12.49           | 15.04           | 18.71           | 17.55           | 15.64           |
| <b>Sistemas Aislados</b>                     | <b>17.89</b>  | <b>16.85</b>  | <b>18.22</b>  | <b>16.26</b>  | <b>12.65</b>  | <b>12.49</b>    | <b>15.04</b>    | <b>19.11</b>    | <b>17.95</b>    | <b>16.04</b>    |
| Hidroeléctricas                              | 104.63        | 104.63        | 105.30        | 105.30        | 105.30        | 105.30          | 105.30          | 105.70          | 120.10          | 120.10          |
| Geotérmicas                                  | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50         | 87.50           | 87.50           | 164.50          | 154.50          | 154.50          |
| Eólicas                                      |               |               |               |               | 39.90         | 63.00           | 63.00           | 146.60          | 146.60          | 186.20          |
| Termoeléctricas (Fuel Oil + Diesel)          | 456.56        | 449.12        | 517.12        | 576.36        | 627.15        | 694.99          | 731.14          | 736.21          | 735.05          | 733.14          |
| Térmicas (Bagazo de Caña)                    | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80        | 121.80          | 121.80          | 133.80          | 133.80          | 133.80          |
| <b>TOTAL NACIONAL</b>                        | <b>770.49</b> | <b>763.05</b> | <b>831.72</b> | <b>890.96</b> | <b>981.65</b> | <b>1,072.59</b> | <b>1,108.74</b> | <b>1,286.81</b> | <b>1,290.05</b> | <b>1,327.74</b> |

### Generación eléctrica

En los sucesivos balances energéticos que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) realiza cada año se contempla cómo en el año 2007 la producción total de energía resultó ser de 3396,7 GWh [7] mientras que para el 2015 se espera una producción de 4215,1 GWh. [8].

Desde la puesta en marcha del primer parque eólico de Nicaragua “Amayo” en 2009, así como de la central hidroeléctrica “Larreynaga” la tendencia de generación eléctrica con energías renovables es creciente.

Como se puede apreciar en la Figura 3 en 2014 el porcentaje de generación superó el 50% y las previsiones para 2015 vuelven a superar estas cifras [9].



Este indicador habla de una estabilización en la regulación energética y una consolidación a futuro de los planes previstos por el gobierno en materia de energía renovable, tal y como menciona en una entrevista el ministro de Energía y Minas Emilio Rapaccioli [11].

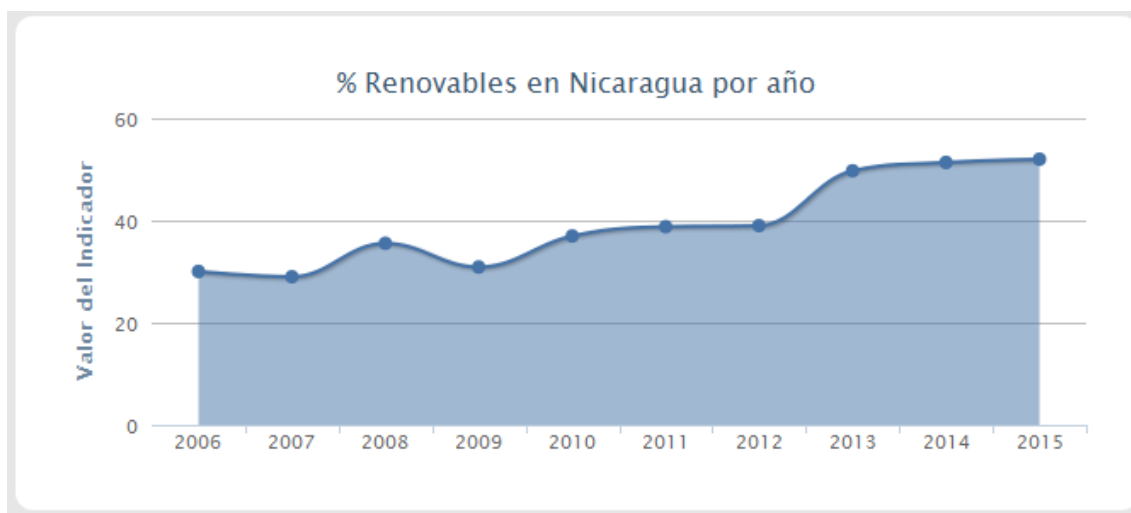


Figura 3. Porcentaje anual de energía generada con fuentes renovables

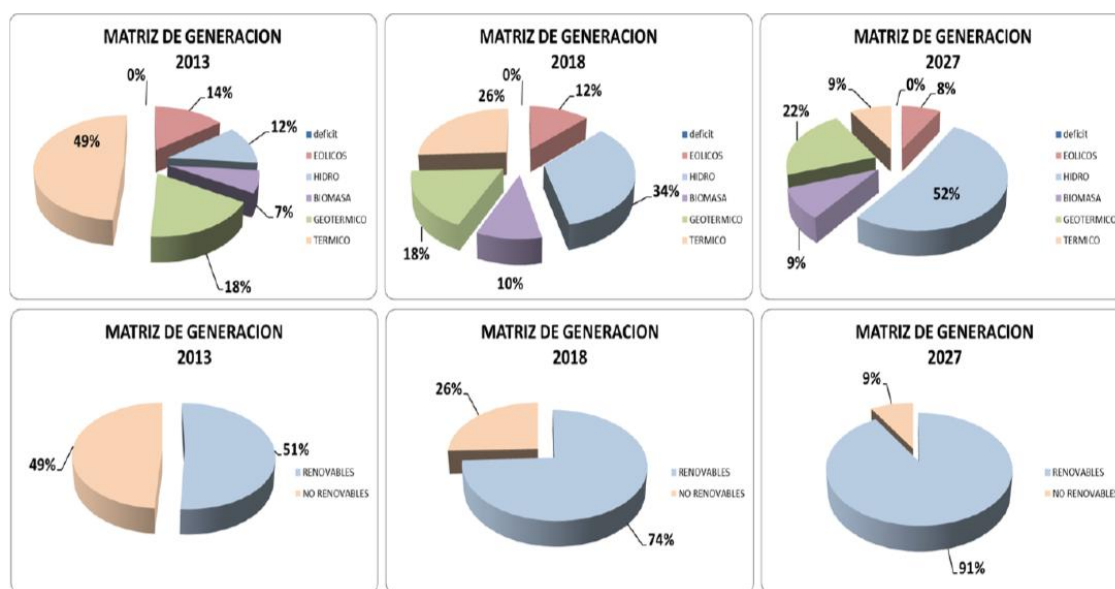


Figura 4. Evolución prevista de la matriz de generación de Energía

En este sentido, del plan indicativo de expansión de la generación eléctrica 2013-2027 [8] se extrae que la evolución prevista en la matriz de generación de energía tiende a modificar y reducir la matriz de generación de energía basada en combustibles fósiles hasta el 26% en el año 2018 y hasta el 9% en el año 2027, eliminando prácticamente la dependencia del sistema eléctrico de energías fósiles tal y como muestra la Figura 4.

Cabe destacar que en ninguno de los planes mencionados se tiene en cuenta la energía solar fotovoltaica lo cual supone un potencial prácticamente inexplorado en cuanto a la explotación de esta tecnología en Nicaragua.

De esta circunstancia se deduce que si esta energía no entra en los planes del cambio energético principalmente es debido a que aún hoy día el costo y la rentabilidad asociados son muy grandes si lo comparamos con otras tecnologías.

Señalar que la instalación objeto de este proyecto se sitúa cronológicamente en 2010 por lo que los planes expresados no vienen sino a construir una línea temporal del antes y el después del momento en que fue diseñado e instalado el generador fotovoltaico que ocupa esta memoria.

En concreto, en el año 2010, la generación de energía a través de fuentes renovables en Nicaragua alcanzó un porcentaje del 36,8%, siendo la producción total de 3649,47 GWh [10].

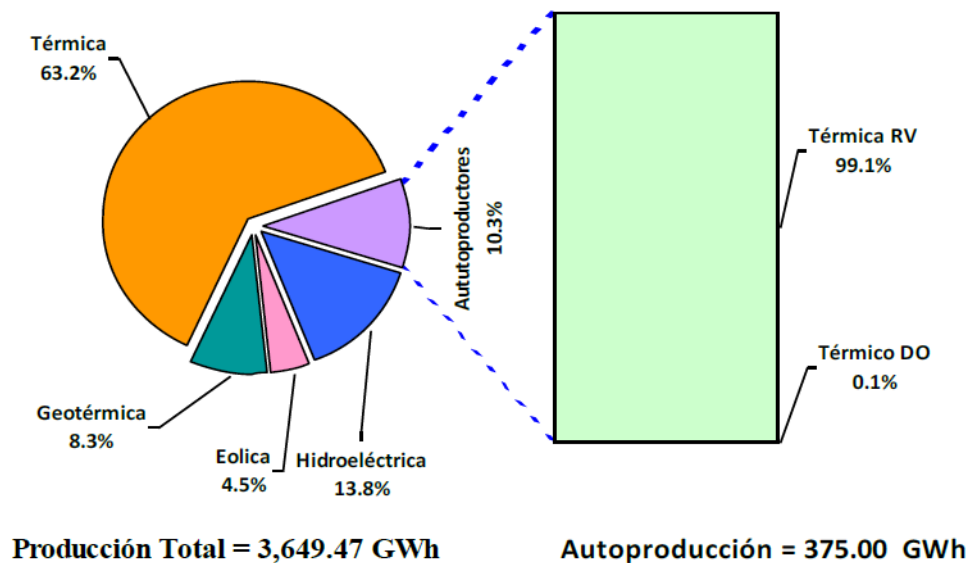


Figura 5. Generación bruta de electricidad, año 2010

### 2.3 NORMATIVA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN NICARAGUA

En Nicaragua, para el diseño de sistemas fotovoltaicos con conexión a red se toman en cuenta los estándares y las normas de Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua – CIEN y demás prácticas recomendadas por los Sandia National Laboratories - SANDIA 5, empresa que colabora y marca las directrices en materia fotovoltaica del departamento de energía en los Estados Unidos.

Además son de obligado cumplimiento las siguientes leyes y códigos que recogen y regulan la actividad en cuanto a generación eléctrica a través de energías renovables.

Por tanto, la instalación de la que es objeto este proyecto se encuentra afectada por dicha normativa:

- Código de instalaciones eléctricas de baja tensión de Nicaragua (CIEN), diciembre 2006.
- Ley 272, “Ley de la industria eléctrica”, del 20 de Abril de 1998.
- Decreto 42-98, sobre el reglamento general de la ley de la industria eléctrica de Nicaragua.
- Ley 465: Ley de reforma a la ley No. 272 "Ley de la industria eléctrica" y Ley de reforma a la "Ley orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía", Publicada en La Gaceta No.168 del 27 de Agosto del 2004.
- Ley 532, “Ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables” publicada en La Gaceta Diario Oficial nº. 102 del 27 de Mayo de 2005. Establecimiento de Incentivos fiscales para los desarrolladores de proyectos con energías renovables.

Los principales incentivos establecidos en la ley 532 son:

- *Exoneración del pago de los Derechos Arancelarios de Importación (DAI) de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para los proyectos de generación de energía, entre ellos los paneles y baterías solares.*
- *Exoneración del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA), por un periodo de 7 años a partir de la entrada en operación del proyecto, a todas las inversiones en distribución asociadas a proyectos de generación, entre ellos la compra de paneles y baterías solares.*
- *Exoneración de todos los impuestos municipales sobre bienes inmuebles, por un período de 10 años a partir de entrada de operación.*
- *Exoneración de todos los impuestos por explotación de riquezas naturales por un período de 5 años y del Impuesto de Timbres Fiscales que pueda causar la operación del proyecto por 10 años.*

- Ley 168, aprobada del 19 de Abril del 2007 y publicado en la Gaceta Diario No 133 del 13 de Julio de 2007 “Ley general de higiene y seguridad del trabajo”.
- Ley N° 554.Ley de estabilidad energética, aprobada el 03 de noviembre del 2005, publicada en la gaceta No. 224 del 18 de Noviembre del 2005:
  - *Artículo 4, inciso b:* Se otorga un subsidio tarifario a todos aquellos clientes domiciliarios que consuman 150 kWh o menos al mes.
  - El monto mensual correspondiente a tal subsidio, previa certificación del Ente Regulador de la Energía será acreditable en las declaraciones del IVA que las Empresas de Distribución Eléctrica realizan mensualmente ante la DGI.
- Decreto No. 96-2007, aprobado el 28 de Septiembre de 2007 y publicado en la Gaceta Diario No. 196 del 12 de Octubre del 2007 “Reglamento de la ley general de higiene y seguridad del trabajo”

Y todas aquellas actualizaciones y ampliaciones y/o revisiones que de estas normas hubieran podido realizarse.

### **3 PLANTEAMIENTO Y PLANIFICACIÓN DEL TRABAJO**

#### **3.1 TRABAJOS REALIZADOS**

Como parte del programa de Cooperación Interuniversitaria e Investigación Científica (PCI) en Energías Renovables entre la Universidad Carlos III y la UNAN-Managua y financiado por la Agencia de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), se proyectó la instalación de una central fotovoltaica de generación de energía eléctrica conectada a la red de baja tensión, sobre la superficie de la cubierta de un edificio que forma parte de un complejo de docencia e investigación ubicado en el mismo recinto, siendo la nave objeto de la instalación y la instalación propiamente dicha, titularidad de la UNAN-MANAGUA. La central está ubicada en las instalaciones del RURMA, en la localidad de Managua, departamento de Managua.

A través de la implantación experimental de este sistema fotovoltaico de conexión a red se ha tratado de dar soporte a la comunidad universitaria en materia de energías renovables para que dispongan en sus instalaciones de un recurso conectado y en funcionamiento sobre el que pudieran experimentar y ampliar sus conocimientos, desarrollando nuevas tesis y/o monografías que permitan graduarse a futuros ingenieras e ingenieros.

Así mismo, inicialmente, la propia universidad autónoma de Nicaragua se pudo beneficiar de la energía generada reduciendo su factura anual y ahorrando por consiguiente parte de la electricidad consumida.

Además, como proyecto pionero en la conexión a red, se ha pretendido recopilar datos suficientes como para poner en marcha legalmente la idea de “net metering” o balance neto y poder exportarlo a cualquier hogar cuyo consumo típico no supera en Nicaragua los 150 kWh/mes y que por este hecho se beneficia de un subsidio según reza la ley de estabilidad energética N° 554, capítulo VI.

La implantación del sistema fotovoltaico requiere del cumplimiento de normativa técnica específica para instalaciones solares que no está desarrollada oficialmente en Nicaragua. Esta puede ser una buena ocasión para sentar las bases de esa normativa básica que daría seguridad y confianza para futuras instalaciones regulando legalmente la parcela que le corresponde a la energía solar en el mix de energías renovables.

Cobra una especial importancia en este proyecto la educación ambiental adquirida en materia de uso de energías renovables que pueden contribuir a la mejora del país dado su alto grado de dependencia energética con respecto a otros países.

En lugares como Nicaragua, donde las zonas selváticas dificultan la comunicación y el acceso entre las diferentes comunidades está supeditado a unas infraestructuras de obra civil insuficientes, la energía solar cobra importancia debido al aislamiento entre estas poblaciones. En este proyecto se deja de lado este aspecto de la fotovoltaica, haciendo hincapié en la conexión a red, ya que como se está comprobando en la actualidad una de las formas futuras e independientes de autoabastecerse energéticamente es la de crear una red propia o “smart-grid”, que no deja de ser sino un sistema aislado de generación

de energía con la particularidad de que es un poco más grande y puede abastecer (con los canales adecuados) a una población mayor y que no tendría por qué estar necesariamente aislada del resto.

Una de las facetas más importantes del proyecto trata de contar las dificultades que se atravesaron para llegar a buen puerto con esta empresa y, sobre todo, las consecuencias y las diferencias a medio o largo plazo entre un trabajo bien definido y un trabajo inconcluso. Como punto de partida, en el año 2010, en Nicaragua no se permitía la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red pública debido a diferentes factores:

- La potencia a instalar en zonas urbanas no era rentable económicamente como para que la compañía de distribución comprase la electricidad generada.
- No existía legislación concreta que regulase el uso e instalación de generadores fotovoltaicos conectados a red.
- No había estudios que apoyasen y avalasen una ley sólida.
- Altos costes iniciales.

### **3.2 PLANIFICACIÓN**

Con la idea de desarrollar un trabajo multidisciplinar que conjugue la docencia, la experimentación y la ejecución en una escuela universitaria de ingeniería y dentro del marco de colaboración del PCI se incluía una visita a Nicaragua por estancia de dos meses para completar el programa con el diseño y ejecución de la instalación propuesta y la culminación de la misma con la defensa del Proyecto Fin de Carrera.

Igualmente tres alumnos de la UNAN tuvieron oportunidad de finalizar la carrera de Ingeniería electrónica gracias a la experiencia piloto de esta instalación.

Se recoge en el [apartado 1 de los anexos](#) el cronograma de la planificación realizada en las ocho semanas de estancia en Managua para definir e instalar el sistema implantado según el siguiente plan de trabajo:

1ª Semana: Análisis estudios previos, recopilación de información, situación y mapas climatológicos de Managua.

2ª Semana: Replanteos, elección de la ubicación y estudio de sombras. Viabilidad de la instalación.

3ª Semana: Cálculos energéticos y simulaciones.

4ª Semana: Listado de materiales y componentes necesarios para el sistema.

5ª Semana: Contratación de instaladores. Gestión de Compras.

6ª Semana: Gestión de Compras.

7ª Semana: Instalación del sistema.

8ª Semana: Puesta en marcha, recogida de primeros datos.

Posteriormente se planificó realizar seguimiento de la instalación que incluye la recogida periódica de datos y la interpretación de los mismos sacando conclusiones para las propuestas de ampliaciones del programa de cooperación.

### 3.3 DESCRIPCIÓN CRONOLÓGICA Y DESVIACIONES

Inicialmente, fruto de la relación de cooperación, el proyecto nació con un presupuesto acordado, tras una serie de estudios preliminares, para la compra de 6 paneles solares de 175W para obtener 1,050kW de potencia nominal.

Siguiendo el cronograma expuesto en los [Anexos apartado 1](#), se describen cronológicamente los trabajos realizados y las desviaciones ocurridas sobre el planteamiento inicial.

#### Primera Semana. Recopilación de información energética

- Creación de inventario de equipos eléctricos y modo de uso ([ver Anexos, apartado 2](#)) : Se propuso la recogida de datos de todos los equipos eléctricos que hubiera en el RURMA con sus potencias y horas de uso anuales con el fin de elaborar un “censo de carga” que diera idea del consumo medio mensual (kWh) del edificio y, en posteriores fases, aplicar en el proyecto el concepto de “net-metering” o balance neto entre la energía consumida y la energía generada con el sistema implantado sobre el laboratorio de biotecnología del RURMA, reduciendo de este modo el coste de la factura eléctrica total.
- Facturas eléctricas: Para comparar el consumo teórico realizado en el censo de carga con el consumo real facturado por la compañía se solicitó y se recopilaban las facturas eléctricas de los meses anteriores.
- Mapas solares reales, datos y mapas climatológicos, bases de datos meteorológicos: Búsqueda activa en internet y a través de las instituciones nicaragüenses de energía.

El tiempo estimado para la recogida de estos datos, fue de un par de horas contando con la ayuda del responsable del laboratorio de Biotecnología (conocedor de los equipos instalados).

El tiempo real empleado fueron 3 días de visitas al centro ya que por diferentes motivos la persona de apoyo tenía escasa disponibilidad. Además, el laboratorio no estuvo accesible en el día marcado para la visita.

#### Segunda Semana. Replanteos y ubicación

En este período de tiempo se trató de elegir la mejor ubicación para la instalación del sistema. Para ello, de entre los numerosos edificios que componen el complejo del RURMA se eligió aquel que cumplía los siguientes requisitos:

- Tejado con una inclinación adecuada para la latitud en la que nos encontramos (12°) para abaratar y simplificar la instalación al superponerla sobre tejado de zinc tipo sándwich.

- Edificio de mayor altura intentando evitar problemas de sombreado.
- Orientación del edificio respecto del Sur. Se escogió el que ofrecía tan solo una desviación de 7° SE.

Se produjeron retrasos en la planificación puesto que el edificio estaba flanqueado por una hilera de mangos (árboles de gran envergadura) que proyectaban sombra directamente sobre la posición pensada para los paneles por lo que hubo que conseguir un permiso especial para la tala de los mismos por parte de la UNAN que no llegaría hasta semanas después.

#### Tercera Semana. Cálculos y estudios energéticos.

En esta semana el trabajo se centró en la elaboración de estudios energéticos utilizando las herramientas informáticas RETScreen y PVSYST para corroborar la viabilidad técnica del proyecto.

Se definieron los componentes principales del sistema para introducir sus características en las simulaciones con PVSYST.

Las configuraciones óptimas resultantes, de acuerdo con el inversor elegido y la relación de tensiones y corrientes, aconsejaron incluir un panel fotovoltaico más de los presupuestados inicialmente.

#### Cuarta Semana. Listado de materiales.

Se elaboró el listado de materiales definitivo añadiendo la modificación del séptimo panel fotovoltaico y definiendo los elementos necesarios para la instalación.

La potencia pico de la instalación quedó fijada en 1,225 kW con paneles de 175W.

#### Quinta y Sexta Semana. Gestión de Compras

Bajo las modificaciones de proyecto solicitadas se gestionó la entrega del material y la contratación del instalador del sistema.

Se produjeron las siguientes desviaciones respecto de la programación inicial:

- Retrasos en la entrega de los paneles Fotovoltaicos→ Al añadir un módulo más hubo que cambiar de marca y modelo de panel fotovoltaico por problemas de stock en fábrica. Al ser de manufactura extranjera, se retrasaron los envíos.

Dadas las similares características de los paneles, se adaptaron sin problemas a la configuración elegida con el mismo inversor. A pesar de esto, hubo que rehacer las simulaciones específicas para estos nuevos paneles.

- Retrasos en la entrega del medidor bidireccional→Debido a problemas administrativos con la homologación y calibración del mismo por parte de la compañía eléctrica suministradora para una actividad pionera en Nicaragua.



- Retrasos en la entrega del inversor→Al igual que los paneles, el inversor era de manufactura extranjera, lo cual dificultó su envío y recogida en Managua. Pasadas las ocho semanas de estancia, el inversor aún no se había recepcionado.

#### Séptima y Octava Semana. Instalación del sistema

Con los retrasos acumulados se varió la programación avanzando en la elaboración de planos eléctricos, de situación y de implantación de la instalación.

Así mismo, se replanteó con el instalador la disponibilidad de fechas para la instalación del sistema.

A falta de una semana para el regreso a Madrid, se consiguió el material correspondiente a la parte DC de la instalación.

- Se realizó la preinstalación de los paneles fotovoltaicos con sus protecciones, dejando lista la colocación del inversor a su llegada.
- Se incorporaron a dicha preinstalación los alumnos de la UNAN implicados en este proyecto, completando la parte de formación práctica y didáctica para la que fue concebido.

Dado que la instalación resultó incompleta en este período de ocho semanas, no se pudo realizar la recogida y análisis de los primeros datos.

Un mes y medio más tarde se recepcionó el inversor DC/AC por parte de los responsables de la UNAN y en ausencia de representación de la Universidad Carlos III. Fue entonces cuando se convocó de nuevo al instalador para que finalizase con la instalación y puesta en marcha del generador fotovoltaico.

Se reportaron vía e-mail las siguientes variaciones respecto del proyecto inicial:

- Se cambió el punto de conexión por considerarse el nuevo punto más adecuado ya que correspondía a una línea de BT que daba servicio directo al RURMA que entroncaba directamente con una línea de MT cercana y que abastece a todo el campus de la UNAN.
- Se instaló una caja estanca para albergar el inversor.
- Nunca se completó toda la instalación puesto que fue imposible configurar el módulo de comunicaciones opcional que se había pedido para controlar de manera remota la estación.

La instalación quedó en funcionamiento con niveles de tensiones y corrientes esperados y vertiendo a la red la potencia activa esperada.

Pero una de las partes más importantes del proyecto, como es la recogida y análisis de datos, quedó en el olvido.

## **4 MEMORIA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN**

### **4.1 CONDICIONANTES**

La producción de energía eléctrica aplicando técnicas fotovoltaicas presenta grandes ventajas energéticas, medioambientales e industriales, entre ellas, la diversificación de las fuentes primarias para garantizar la seguridad del suministro, reducción del efecto invernadero y el respeto al medio ambiente. Sin embargo, el desarrollo de este sistema de generación de energía en Nicaragua se está produciendo de forma lenta, encaminado básicamente a proyectos para autoconsumo en zonas rurales y sin experiencia alguna en cuanto a sistemas de venta a red se refiere, fundamentalmente debido a barreras de carácter económico y legislativo.

Existen numerosas barreras en Nicaragua para instalar energía solar fotovoltaica puesto que la tecnología es novedosa y la capacidad de fabricación es nula, ya que la totalidad de los elementos principales de las instalaciones son importados del extranjero.

No hay normativa específica que regule la venta de la energía eléctrica a la red puesto que no hay ninguna instalación conectada a la red eléctrica en todo el país con datos registrables en cuanto a producción y ahorro se refiere.

Las trabas para llevar a buen puerto un proyecto de generación fotovoltaica se aprecian transversalmente en diferentes estamentos y niveles:

- Institucionalmente.
  - Descoordinación y ambigüedad de funciones en las instituciones públicas.
  - Escasez de organismos de control y regulación de las instalaciones.
  - Escasa formación técnica en energías renovables y en particular en energía solar fotovoltaica.
  - Pocos recursos para favorecer acciones a favor de la Energía Solar.
- Técnicamente.
  - Escasa disponibilidad de tecnología moderna y eficiente.
  - Escasa disponibilidad de servicio técnico.
  - Escasa formación en “buenas prácticas energéticas” así como en buenos hábitos para el ahorro de los recursos energéticos que generen conciencia social.
- Económicamente.
  - Dificultad para controlar el gasto de energía.
  - Dificultad de acceso a fuentes de financiación externa.

Sin embargo, Nicaragua es un país en el que por su orografía, sus abundantes recursos solares, su potencial energético y sus condiciones climatológicas resulta muy atractivo introducir los sistemas fotovoltaicos como elementos productores de energía sumándose a los demás medios de generación eléctrica con los que cuenta el país.

Conocidos estos condicionantes y a pesar de que la tendencia en Nicaragua es la de instalar generadores aislados fotovoltaicos que contribuyen a mejorar y a independizar las vidas de núcleos de población pequeños y de difícil acceso al sistema eléctrico. A pesar de ello, en 2015 ya está funcionando la primera de las fases de una de las mayores centrales fotovoltaicas construidas en el país con inversión privada, como lo es la Planta Solar Astro que cuenta con 3,1 MW de potencia en el municipio de Tipitapa [12].

Con el presente trabajo se apostó por innovar un sistema de net metering en el que se entregue a la red la energía producida, y descontando en la factura de la luz dicha energía de la consumida por el edificio en el que se instala el sistema. Aunque el sistema instalado resultó insuficiente para cubrir las necesidades de consumo del complejo RURMA, sí es interesante introducir el modelo de “balance cero” al que se tiende en la actualidad en muchos países americanos y europeos en los que los edificios son inteligentes y generan solamente la energía que consumen, teniendo como apoyo a la red convencional.

## **4.2 UBICACIÓN**

El emplazamiento de la instalación se encuentra en suelo universitario, sobre la nave situada en las instalaciones que la universidad nacional de Nicaragua posee en el complejo de investigación RURMA cuya dirección es de ENEL central 2 Km. al Sur, en la localidad de Managua, departamento de Managua.

Las coordenadas UTM del centro de la instalación son:

X: 579798

Y: 1339562

Las coordenadas geográficas del centro de la instalación son:

Latitud: 12° 07' 0,14" N

Longitud: 86° 16' 26,12" O

Elevación: 166m.

El punto de conexión concedido está situado en el edificio contiguo al laboratorio de biotecnología y pertenece a la línea de baja tensión de la Red de ENEL-FENOSA que circunda la parcela del RURMA.

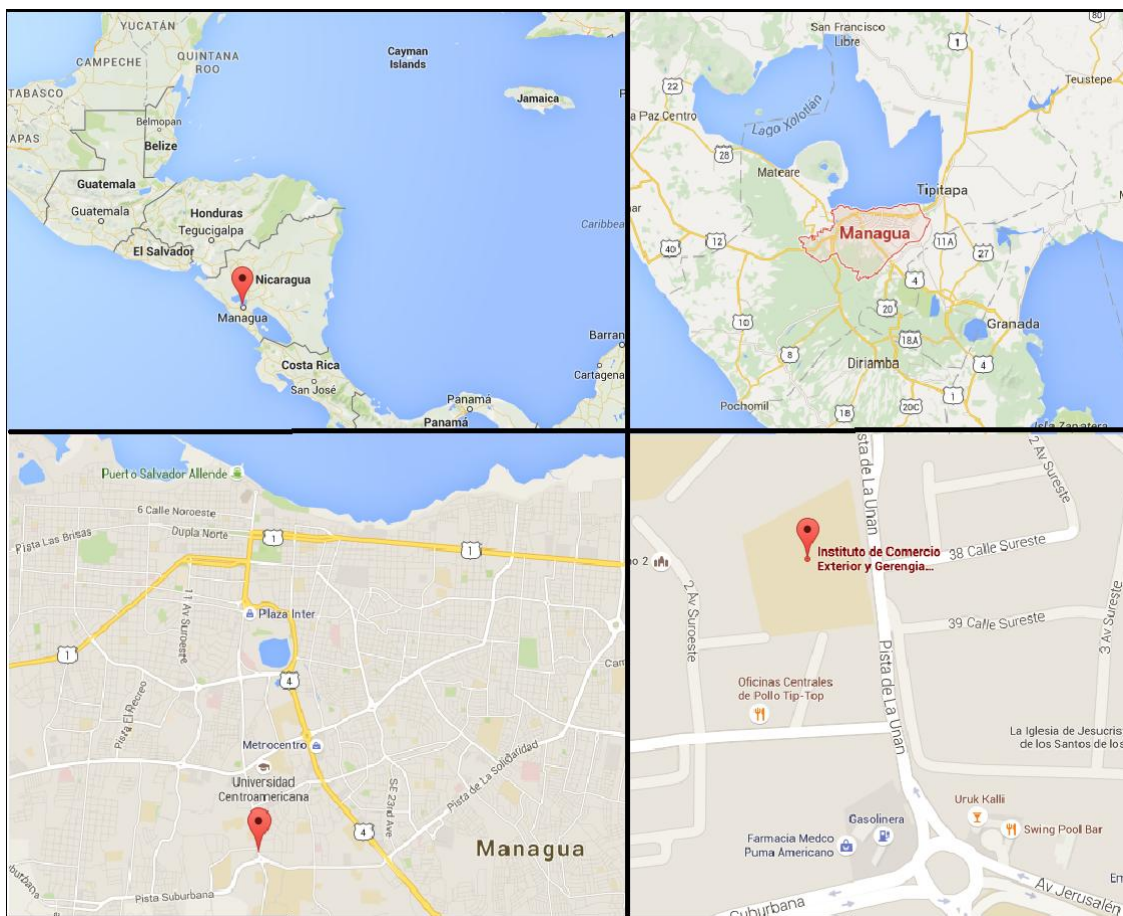


Figura 6. Situación geográfica de la instalación

En la Figura 6 se sitúa geográficamente la instalación.

En la Figura 7 se localiza el edificio sobre el que se ejecutó la instalación.

La Figura 8 representa la localización de los elementos principales del generador fotovoltaico.

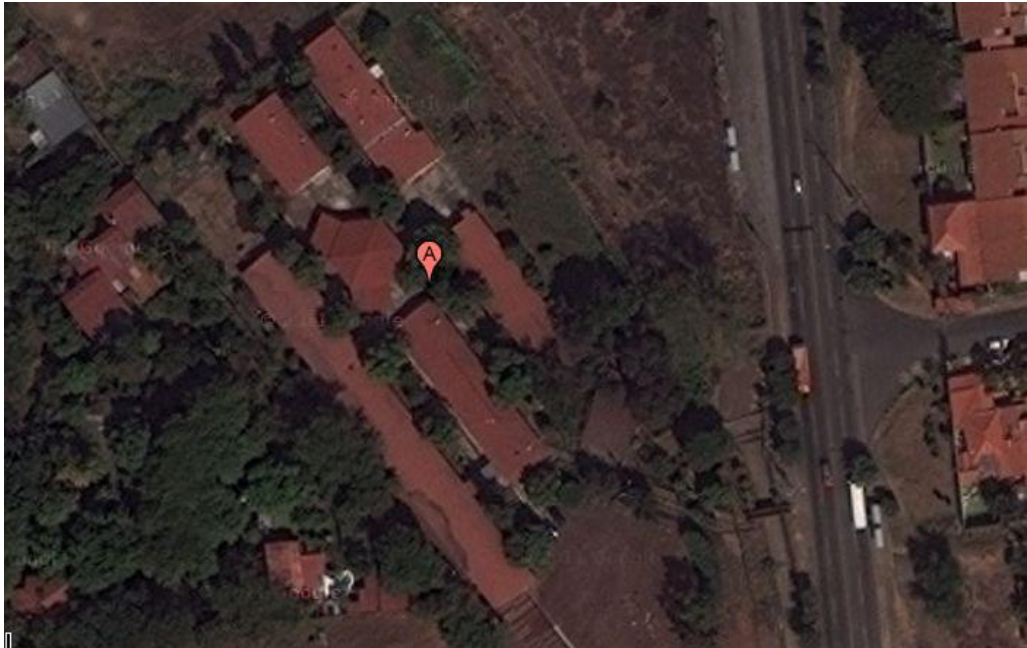


Figura 7. Situación complejo RUMMA



Figura 8. Ubicación acometida o Punto de Conexión Sistema FV

### 4.3 FICHA TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

El generador experimental contó con 7 módulos de 175 Wp, montados sobre estructura metálica fija, y conectado a un inversor de 1100 W de potencia nominal a través de cableado y conexiones especialmente indicados para sistemas fotovoltaicos con sus correspondientes medidas de protección eléctrica.

La potencia pico total de la central fotovoltaica alcanzó 1,225 kWp ocupando una superficie total instalada de paneles solares de 9,107 m<sup>2</sup> aproximadamente.

Las características básicas de las mismas se definen en la Tabla 2:

Tabla 2. Ficha técnica de la instalación

| CARACTERÍSTICA                                      | VALOR             |
|---|-------------------|
| ORIENTACIÓN   | 7° SE             |
| INCLINACIÓN   | 18°               |
| TIPO DE MÓDULO FOTOVOLTAICO                         | Si-Monocristalino |
| POTENCIA PICO DEL MÓDULO (Wp)                       | 175W              |
| Nº DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS                         | 7                 |
| Nº DE AGRUPACIONES                                  | 1                 |
| POTENCIA POR INVERSOR                               | 1,225 kW          |
| Nº DE INVERSORES:                                   | 1                 |
| POTENCIA PICO DEL CAMPO DE PANELES (kWp):           | 1,225 kW          |
| POTENCIA NOMINAL EN INVERSORES (W)                  | 1,1 kW            |
| TIPO DE CONEXIÓN ELÉCTRICA (MONOFÁSICA / TRIFÁSICA) | Monofásica        |
| TENSIÓN DE EVACUACIÓN                               | Baja Tensión      |

Se detallan los cálculos en los [Anexos apartado 3.2.](#)

En los siguientes apartados se describe el dimensionado de la planta y los distintos elementos de los que constaba la instalación. Se incluye también una previsión de la energía producida por el generador fotovoltaico.

#### **4.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Se conoce como generador fotovoltaico al conjunto de módulos que, conectados eléctricamente entre sí, generan energía eléctrica en unas determinadas condiciones de tensión y corriente continua a partir de la energía solar incidente. Dicha energía depende básicamente del número y tipo de módulos instalados, de su inclinación y orientación respecto al sur (orientación óptima en estas latitudes) y fundamentalmente de la radiación solar incidente en el plano de módulos.

El montaje de los paneles fotovoltaicos se realizó sobre la cubierta del recinto, orientándolos al sur mediante estructura soporte de acero galvanizado según se puede observar en la Figura 9.

La inclinación y orientación adoptadas fue de 18° y 7° respecto del Sur respectivamente, de modo que se dispusieron siguiendo las líneas de la construcción, no rompiendo la estética del edificio e integrando la instalación en el mismo en la medida de lo posible.

La cubierta de la nave, fabricada en chapa de zinc, tiene una superficie total construida de 130 m<sup>2</sup> de la cual se utilizaron 9 m<sup>2</sup> para el generador fotovoltaico.

El tejado sobre el que se instalaron los módulos conforma una cúpula hexagonal en la que uno de los 6 triángulos que la componen está orientado 7° al SURESTE cuyas medidas son 6,44 m de base y 5,34 m de altura.

En dicha cubierta se instalaron los 7 módulos integrados sobre la chapa de zinc aprovechando su inclinación de 18° respecto a la horizontal, y dispuestos en 1 fila de estructura superpuesta a la propia cubierta.

Se contempla un espacio de 2cm entre módulos como distancia de seguridad ante posibles efectos de dilatación por el calor así como la notable distancia entre el tejado y la cadena de módulos que asegura una idónea circulación de aire contribuyendo a la reducción del exceso de temperatura en la zona de generación.

Así se tiene 1 hilera de 7 módulos. De esta manera se evitan las sombras originadas por varias hileras situadas unas detrás de otra.

Igualmente los módulos se encuentran separados de los elementos estructurales de la cubierta que pudieran originar sombras, tal como petos perimetrales o chimeneas.

No existen sombras generadas por otros edificios que se encuentren en las proximidades que afecten al generador. Además, se intentó adecuar la vegetación existente alrededor para que no produjese sombras sobre el generador fotovoltaico realizando planes de poda de los árboles cercanos. Después de conseguir la autorización pertinente para trasladar la ubicación de un árbol de mango cercano, se logró que ninguna sombra limitase la eficiencia de la instalación por lo que parecía el lugar idóneo para la implantación del generador fotovoltaico.



El generador se compone, por tanto, de 1 cadena de 7 módulos en serie para un único inversor. El sistema así dimensionado no produce tensiones o corrientes fuera de los márgenes de utilización óptima del inversor.

Como esta configuración incluye una sola serie no es necesario acoplar ninguna caja de conexión de protecciones para corriente continua puesto que el inversor ya lleva integrada estas protecciones y además incluye un interruptor de corte general cuya función principal es la desconexión con seguridad de la parte DC respecto de la parte AC.

Por último, mediante la disposición de los módulos en vertical, integrándolos sobre la cubierta aprovechando su inclinación de 18°, se consigue reducir el impacto visual de la instalación, así como las cargas ejercidas sobre la cubierta.



**Figura 9. Implantación del Campo Fotovoltaico.**

Al acabar el montaje del campo fotovoltaico se tomaron medidas de tensión y corriente obteniéndose como resultado una tensión de 247,8V y una corriente de 5,5A en DC.

#### **4.5 MÓDULO FOTOVOLTAICO SHARP NT-175 UC1**

Los módulos fotovoltaicos seleccionados, de la marca SHARP modelo NT-175 UC1 cuya potencia nominal es 175 Wp, que se incluyen en este proyecto cuentan con los certificados de calidad reconocidos en el sector, y están fabricados en factorías homologadas con la ISO 9001. Dichos módulos poseen diodos de paso para evitar posibles averías en las células que los componen evitando así el problema denominado de “punto caliente” consistente en células que trabajan a una temperatura significativamente superior a otras del mismo módulo.

El módulo se compone de una cubierta especial de vidrio transparente templado y micro-estructurado de alta transmisividad, para dotarle de una resistencia elevada frente



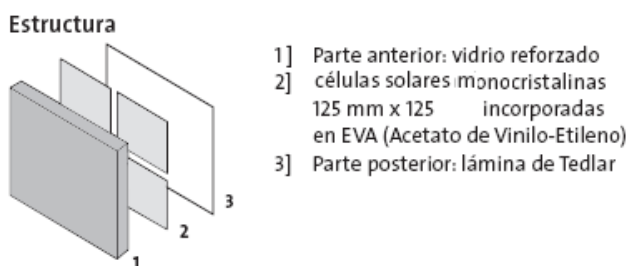
a inclemencias climatológicas adversas que pudieran comprometer la composición intrínseca del mismo. Además protege contra la suciedad, humedad y golpes.

Cada módulo está constituido por 72 células de color negro de 125x125mm texturada con capa antirreflexiva, conectadas en serie en una matriz de 6x12. Las células son monocristalinas de alta eficiencia con los contactos grabados por láser. Están totalmente embutidas en una lámina transparente de EVA (etilen-vinil-acetato) y en su parte posterior con una lámina de TEDLAR de muy alta calidad, asegurando de esta forma su total estanqueidad.



**Figura 10. Módulo Solar SHARP NT-175 UC1**

La caja de conexión en la parte posterior del módulo es plana y compacta. No presenta cavidades, es impermeable y resistente a la radiación ultravioleta, los microbios y la temperatura. Lleva incorporados los diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto. Esta caja cumple con las especificaciones IP 65, garantizando su estanqueidad frente a la humedad y a los contactos indirectos con las personas.



**Figura 11. Estructura del módulo fotovoltaico**

La Tabla 3 resume las características constructivas del panel instalado.

Su elevada potencia unitaria y su baja dispersión en potencia lo hacen idóneo para aplicaciones de conexión a red.

**Tabla 3. Ficha técnica del módulo SHARP NT-175 UC1**

| <b>Módulo fotovoltaico SHARP NT-175UC1</b>                 |   |
|--|---|
| Tecnología de la célula                                    | Silicio monocristalino                                      |
| Número de células  | 72  |
| Eficiencia mínima de célula                                | -   |
| Potencia pico $P_p$ (Condiciones estándar de medida – CEM) | 175 Wp  |
| Tolerancia de la potencia                                  | +10%/-5 %   |
| Tensión a circuito abierto $U_{OC}$ (CEM)                  | 44,4 V  |
| Intensidad de cortocircuito $I_{OC}$ (CEM)                 | 5,4 A   |
| Tensión en el punto de máxima potencia $U_{MPP}$ (CEM)     | 35,4 V  |
| Intensidad en el punto de máxima potencia $I_{MPP}$ (CEM)  | 4,95 A  |
| Tensión de aislamiento $U_{ISO}$                           | 600 V   |
| Tipo de aislamiento  | Clase II Clase C  |
| Variación de la tensión con la temperatura $\Delta U$      | - 0,36% / °C  |
| Variación de la intensidad con la temperatura $\Delta I$   | 0,053% / °C   |
| Variación de la potencia con la temperatura $\varphi$      | - 0,485 %/°C  |
| Dimensiones (L x A x F)                                    | 1575 x 790 x 46 mm  |
| Peso   | 16 Kg.  |
| Índice de protección                                       | -Clase C fire Rating  |
| Certificación  | UL 1703   |
| Garantía de potencia                                       | 10 años del 90 % de la potencia de salida y 25 años del 80% |

#### **4.6 INVERSOR**

Los inversores son los aparatos electrónicos encargados de transformar la energía eléctrica en corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna apta para ser inyectada en la red de distribución (120Vac, 60Hz en Nicaragua).

Los parámetros básicos a tener en cuenta en la asociación del generador fotovoltaico y el inversor son el de máxima y mínima tensión de funcionamiento del conjunto de módulos fotovoltaicos.

Se tomará como tensión mínima de trabajo la tensión en el punto de máxima potencia, ( $V_{mpp}$ ) a  $+60^{\circ}\text{C}$  y como máxima tensión la tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) a  $-10^{\circ}\text{C}$ .

El rango de trabajo del inversor deberá incluir como mínimo, el rango delimitado por estos dos valores. En ningún caso el campo fotovoltaico debería generar una tensión superior a la máxima permitida en el circuito de entrada del equipo inversor.

Se seleccionó el inversor PVP1100 del fabricante PVPowered, que incluye aislamiento galvánico.

El inversor aquí citado es también el encargado del seguimiento del punto de máxima de potencia del módulo fotovoltaico maximizando de esta forma la producción de energía sean cuales sean las condiciones meteorológicas.

Hay que tener en cuenta que la producción fotovoltaica varía mucho dependiendo de una serie de factores externos como pueden ser la temperatura, las nubes y la irradiación, con lo cual es necesario tener algún sistema para mantener al panel en el punto más favorable para la generación.

En periodos nocturnos el inversor se mantiene en situación de stand-by o espera de las condiciones de radiación que hagan que la potencia de entrada de los módulos supere el umbral de mínima potencia a partir del cual se conecta automáticamente para inyectar corriente a la red. El inversor deja de inyectar a la red cuando la producción de los módulos baje por debajo del umbral predeterminado.

El inversor se desconecta de forma automática cuando se detecta un fallo en la red eléctrica de forma que impida su trabajo en modo isla. El equipo se conecta automáticamente cuando se restablezca el servicio en la red.

El inversor incorpora protecciones de tensión de salida, de forma que se desconecta automáticamente de la red en el caso en que la tensión de salida esté fuera de rango  $0,85V_n < V_n < 1,1V_n$ , siendo  $V_n$  la tensión nominal de conexión. La conexión resulta automática una vez restablecido el valor de la tensión.

El inversor integra protecciones de frecuencia de salida, de forma que se desconecta automáticamente de la red en el caso en que la frecuencia de salida esté fuera del rango  $59,3 \text{ Hz} < f < 60,5 \text{ Hz}$ , siendo  $f$  la frecuencia nominal de red de 60Hz. La conexión es automática una vez restablecido el valor de la frecuencia. El inversor incorpora también transformador de aislamiento galvánico.

Así mismo, el inversor incorpora como sistema adicional de seguridad la tarjeta GFI (Ground Fault Interrupt) encargada de derivar a tierra los consumos de corriente no deseados.

El circuito GFI protegido con un fusible VCD 600, 1A se activa si la intensidad de corriente supera 1A. En este instante se desactiva la producción de energía visualizándose en pantalla el error “0400 0000 Ground Fault”.

Por tanto, este inversor dispone en su entrada de un cuadro de protección en CC que cumple las funciones de conexión-desconexión del generador fotovoltaico, detección de derivación en el circuito de CC y posibilidad de cortocircuitar y conectar a tierra el generador frente a fallos de aislamiento en CC.

Además incorpora protecciones contra sobretensiones en CC, contra sobretensiones en CA y contra sobretensión.



**Figura 12. Inversor PVPowered 1100.**

El inversor incluye en su frontal un display para mostrar mensajes de alarma, indicar estados de funcionamiento o leer valores de algunos de los parámetros más importantes tales como la tensión e intensidad de entrada o la potencia generada a la salida del inversor.

El inversor debe montarse tan cerca como sea posible del generador fotovoltaico con el fin de minimizar las pérdidas en el circuito de CC. Se monta, en disposición vertical y en lugar suficientemente ventilado y accesible con el fin de facilitar su operación.

Para esta instalación se decidió montar el inversor colgado de la fachada más próxima al tejado del edificio en el que se ubicó el generador fotovoltaico, concretamente a 2,5m del suelo.

Además, aunque el inversor está preparado para instalaciones en intemperie, se le dotó de una caja protectora con ventilación de manera que no fuese accesible a cualquier persona evitando así cualquier tipo de riesgo eléctrico.



**Figura 13. Inversor PVPowered 1100 y caja protectora.**

En la Tabla 4 se resumen las principales características del inversor PVPowered 1100.

**Tabla 4. Características principales del inversor PVPowered 1100.**

| Característica                               | Valor        |
|--|--------------|
| Rango de tensiones de entrada                | 115-450 V    |
| Máxima tensión de entrada $U_{DC\ MAX\ INV}$ | 500 V        |
| Mínima tensión de entrada $U_{DC\ MIN\ INV}$ | 130 V        |
| Máxima corriente de entrada $I_{SC\ INV}$    | 26 A         |
| Potencia nominal de salida                   | 1,1 kW       |
| Máxima potencia de salida                    | 1,1 kW       |
| Máxima eficiencia                            | 90,5 %       |
| Tensión de salida                            | 120/240 Vac  |
| Frecuencia de salida                         | 60 Hz        |
| Peso   | 55 Lbs       |
| Índice de protección                         | IP 20        |
| Rango admisible de temperaturas              | -25°C a 40°C |

#### 4.6.1 CONEXIONES EN EL INVERSOR

- Puesta a Tierra. Principalmente se realiza la puesta a tierra del inversor con una varilla de cobre de  $\frac{1}{2}$ "x5" con su brida conectada con cable de calibre 10 AWG a la tarjeta de DC del inversor.



Figura 14. Conexión P.T. en Inversor

- Conexión AC. El PVP1100 es un inversor monofásico por tanto se conecta una de las fases de la acometida general a la línea AC (L1) con cable protoduro 3x10

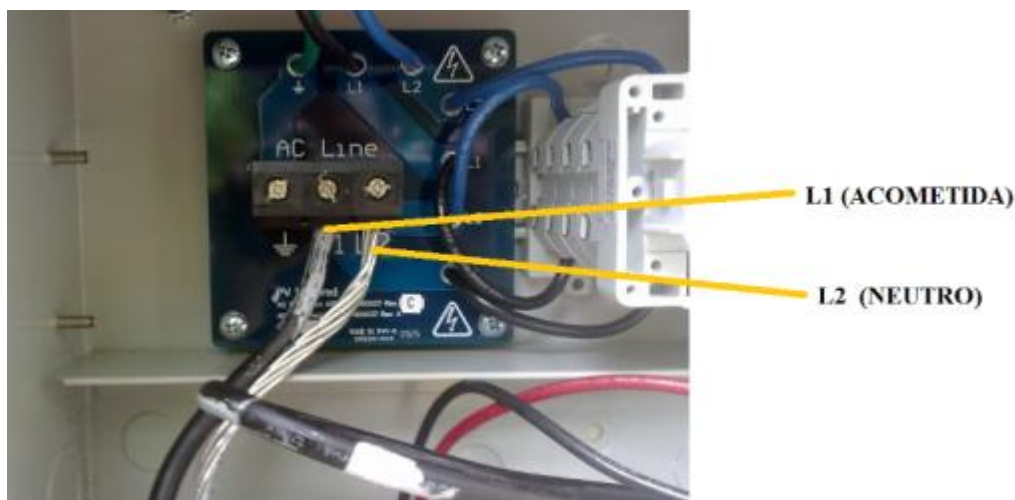


Figura 15. Conexión fase L1 y neutro L2 en inversor.

AWG y el neutro de la acometida a la línea AC (L2).

- Conexión DC. Realizada conectando el extremo positivo del generador fotovoltaico (cable rojo) al conector PV+ y el extremo negativo del generador fotovoltaico (cable negro) al conector PV- de la tarjeta DC en el inversor.

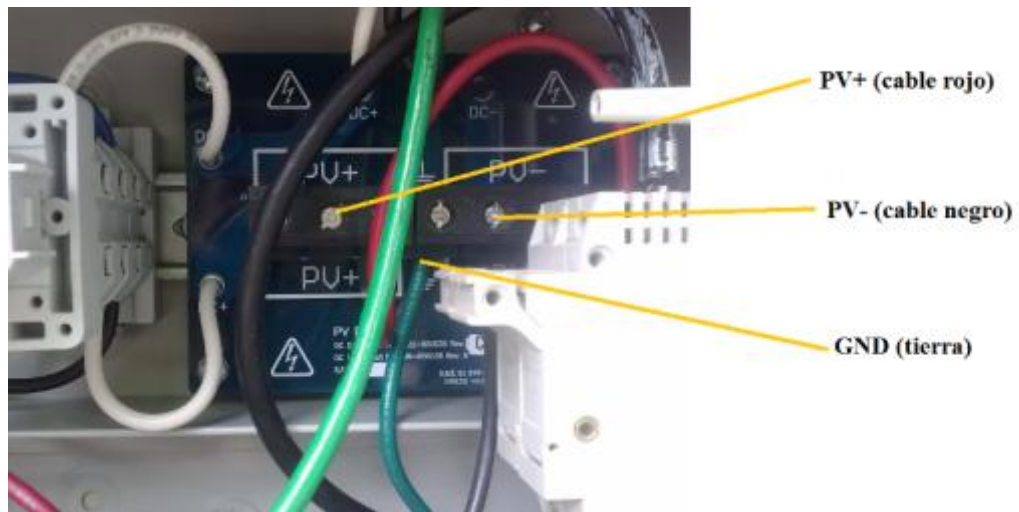


Figura 16. Conexión generador FV con inversor.



Figura 17. Punto de conexión en el laboratorio de biotecnología.

- Conexión en acometida general (punto de enganche)

Se lleva la línea aérea de la Conexión AC hasta la caja general de protecciones situada en el edificio aledaño del laboratorio de Biotecnología incorporando un interruptor automático (breaker) de 15 A en AC como medida de protección y sectorización del sistema fotovoltaico con respecto a otros consumos asociados a la red.

Se resumen la serie de funciones de protección, tanto para la protección de las personas, como para la autoprotección del equipo incluidas en el inversor:

- Protección contra fallos de aislamiento: El inversor monitoriza la conexión a tierra de la parte fotovoltaica y muestra un mensaje de error si hay un error de aislamiento.
- Protección contra sobre-corriente a la salida.
- Protección contra inversión de polaridad en la parte DC. El inversor está protegido contra inversiones de polaridad desde los paneles.
- Protección contra sobrecalentamientos: El inversor dispone de unos ventiladores que regulan su velocidad según la temperatura interna del mismo para evitar sobrecalentamientos que puedan destruir el equipo.
- Protección contra sobrecarga de paneles: Si se han instalado demasiados paneles para un solo inversor, el inversor se protegerá produciendo menos energía a la salida.
- Protecciones contra el funcionamiento en modo isla. El inversor se desconecta cuando detecta que está funcionando en modo isla (sin apoyo de la red de baja tensión) para evitar daños sobre las personas que puedan estar trabajando en dicha red.

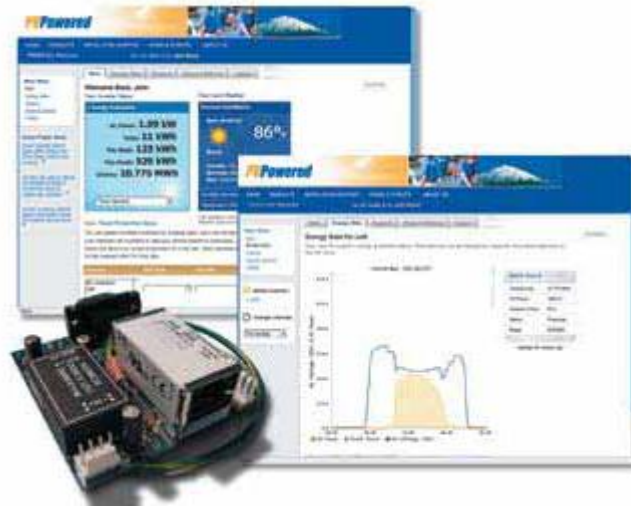
#### **4.7 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN**

Adicionalmente con el objetivo de realizar una labor de recogida y tratamiento de datos para el estudio, la mejora y el seguimiento del sistema energético propuesto se planteó la incorporación de un sistema de telemedida y recogida de datos de la instalación, a fin de mantener controlados de forma remota en todo momento los parámetros más importantes de la instalación.

Para tal fin, el inversor propuesto incluye un sistema de adquisición de datos que permite la lectura de los principales parámetros de funcionamiento.

El conjunto de parámetros se puede transmitir por medio de una interfaz GPRS a un ordenador que recoge toda la información y, mediante el software incluido, se descargarían para procesarlos y presentarlos de forma adecuada, incluyendo una señal de alarma en caso de avería.





**Figura 18. Unidad de comunicación y monitorización del inversor**

Los principales parámetros recogidos por el sistema serán los siguientes:

- Tensión e intensidad en CC a la entrada.
- Potencia en CC a la entrada.
- Tensión e intensidad AC a la salida del inversor.
- Potencia entregada a la red.
- Coseno de phi y signo del seno de phi.
- Energía acumulada (en kWh) inyectada a la red.
- Frecuencia de la red.
- Tiempo total en estado operativo.
- Estado de las alarmas.
- Estado de funcionamiento interno.

El sistema de monitorización es diseñado para, conjuntamente con los elementos de seccionamiento y medida de CC y el inversor, controlar en todo momento el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Los elementos adicionales que se debieran acoplar conjuntamente con los elementos instalados de PVPowered, forman el sistema de control y monitorización.

#### **4.8 CONTADOR BIDIRECCIONAL. MEDIDOR DE ENERGÍA**

Para registrar y contabilizar la energía consumida y generada es necesario instalar un contador bidireccional que asegure a la compañía eléctrica que se efectúan las medidas correctamente.

Por tanto el elemento medidor debe estar homologado y calibrado por los organismos oficiales competentes en materia eléctrica.

En Nicaragua generalmente existen medidores en casi todos los puntos de consumo, pudiendo configurarse de manera bidireccional para que contabilice en kWh, tanto la energía generada por el sistema fotovoltaico y que es entregada a la red, como la consumida por los diversos aparatos eléctricos conectados en el recinto objeto.



**Figura 19. Medidor bidireccional de energía.**

Este medidor es fundamental para poner en práctica de una manera fiable la medición neta o “net metering”.

Aunque este aspecto resulta un atractivo añadido a los objetivos del proyecto por introducir un concepto nuevo en el país y por ponerlo en práctica de manera regulada, jamás hubo constancia de que se registrase medida alguna con contador bidireccional.

#### **4.9 ESTRUCTURA SOPORTE**

Las estructuras de soporte deben estar realizadas en un material resistente a la corrosión.

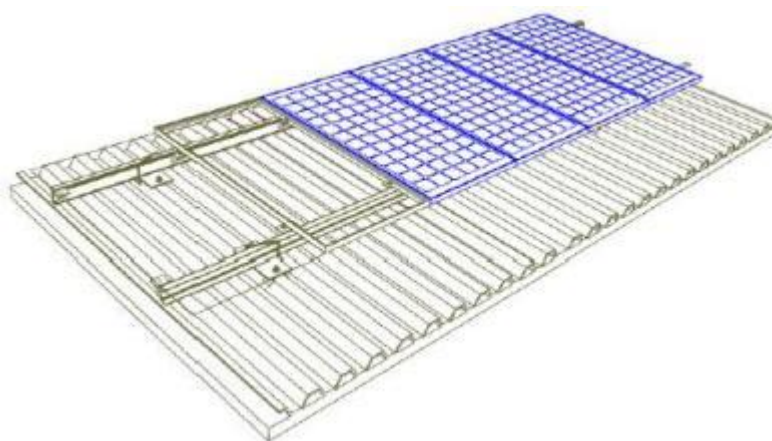
En el caso de la presente instalación al usar acero galvanizado los agujeros para la tortillería se realizan siempre antes de galvanizar los perfiles.

Tanto la estructura como sus apoyos estarán calculados para soportar cargas de viento, o cualquier otra inclemencia meteorológica propia de la ubicación señalada.

Para la instalación objeto de este documento, siguiendo estos criterios, la estructura se construyó en acero galvanizado, quedando sobreexpuesta al tejado con un ángulo de 18° (igual al del tejado). El sistema de anclaje y los elementos estructurales están fijados para soportar vientos muy fuertes de hasta 140 Km. /h.



**Figura 20. Estructura de soportación.**



**Figura 21. Superposición de módulos FV sobre estructura soporte**

Además las estructuras deben estar conectadas a tierra para evitar que acumulen cargas electrostáticas y para evitar posibles problemas en caso de tormenta. La estructura y el sistema de sujeción de los módulos permiten la necesaria dilatación térmica para evitar esfuerzos metálicos sobre los marcos de los módulos.

La sujeción de los módulos a la estructura se realizó por 4 puntos para asegurar que no se produzcan flexiones sobre los módulos.

Los topes de sujeción para los módulos a la estructura están pensados para que no den sombra a las células.

La tornillería de sujeción de los paneles solares está realizada en acero inoxidable.

En caso de que las estructuras metálicas hubieran sido de un material diferente al del marco de los paneles se colocarían medios para evitar el contacto directo entre los dos metales que podrían ocasionar corrosión por par galvánico, por ejemplo arandelas de Nylon.

La estructura se ancló a las correas de las naves mediante tornillos autorroscantes. De este modo se asegura la sujeción de la estructura a la cubierta, no sobrepasando, incluido el peso propio y el de la estructura y módulos, el peso máximo admitido por m<sup>2</sup> por la cubierta.

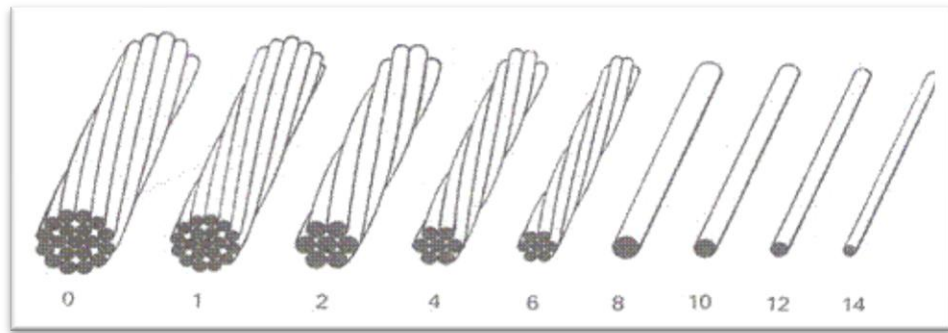
La estanqueidad de la cubierta quedó asegurada por el ejecutor de la obra mediante la colocación de juntas y sellado en silicona, sirviendo su actuación como garantía ante cualquier eventualidad en la cubierta.

## **4.10 INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN**

### *4.10.1 CABLEADO Y ELEMENTOS DE CONEXIÓN*

Todo el cableado de la instalación, así como las cajas de conexiones, armarios y cualquier otra envolvente susceptible de que pueda producirse un contacto indirecto, deberá incluir aislamiento reforzado o suplementario de Clase II, según la norma o reglamento NEC [\[13\]](#).

En Nicaragua se adopta el sistema americano de conductores para medir su calibre. Este sistema es conocido por las siglas AWG (American Wire Gauge) [\[14\]](#).



**Figura 22. Diámetros relativos de varios calibres AWG.**

Como se puede observar en la Figura 22, a diferencia del sistema europeo, a medida que va aumentando la numeración del conductor va disminuyendo la sección.

A efectos de cableado y conexionado, se considerarán cuatro zonas independientes dentro de la instalación:

- 1-.Conducciones de la cadena o serie de módulos.
- 2-.Conducción principal de corriente continua.
- 3-. Conducción de conexión a la red de corriente alterna.
- 4-.Conducción de puesta a tierra.

#### *4.10.2 CONDUCCIONES DE LA CADENA O SERIE DE MÓDULOS*

Para una mayor facilidad en el conexionado de los módulos fotovoltaicos, el cableado entre módulos se efectuará empleando cable denominado solar, unipolar protegido especialmente ante rayos UV, de sección adecuada, de acuerdo a los criterios de caída de tensión máxima y corriente máxima admisible.

El conductor empleado fue cable con conector multicontact o similar unipolar PVC de calibre 12 AWG de  $2 \times 3,31 \text{ mm}^2$  de sección, de alta protección contra los rayos UVA.



**Figura 23. Conector multicontact.**



**Figura 24. Cable solar módulo SHARP NT-175 UC1.**

El cableado de la cadena será superficial bajo tubo fijado a la estructura soporte metálica de las placas mediante bridas o elementos de sujeción similares.

El generador fotovoltaico, se conecta directamente en serie mediante el cableado proporcionado por cada módulo uniendo el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo.

A partir de los dos extremos resultantes de esta serie determinaremos la conducción principal de corriente continua que va hasta el inversor en su parte de continua donde se incluyen además los elementos de protección que se detallan en las características del inversor.

#### *4.10.3 CONDUCCIÓN PRINCIPAL DE CORRIENTE CONTINUA*

La línea principal de corriente continua que corresponde a la cadena formada al unir en serie los 7 módulos que forman el campo fotovoltaico se conecta directamente al cable principal hacia el inversor.

La sección de cable elegida para el tramo comprendido entre el último módulo de la serie y el inversor es un AWG 12 para uso rudo (condiciones atmosféricas extremas) de



3x3.307 mm<sup>2</sup>, 60°C, 500V y soporta una corriente de 25 A, a una temperatura de aislamiento de 60 °C. Esta misma sección equivale a la utilizada comúnmente en España para este fin con cable solar de 4 mm<sup>2</sup>.



**Figura 25. Cable AWG 12.**

El cableado de la línea principal de corriente continua discurre sobre el tejado de zinc y por el lateral de la nave y se recubre mediante tubo rígido de 50 mm de diámetro exterior en montaje superficial fijado a la pared, quedando alejado y convenientemente separado de las zonas de paso y uso de los usuarios del recinto.

Para el trazado de la línea se procuró que su longitud fuese la más corta posible y no presentase ángulos pronunciados. El radio de curvatura interior, después de colocado el cable, debiera ser, como mínimo de 10 veces el diámetro exterior del cable.

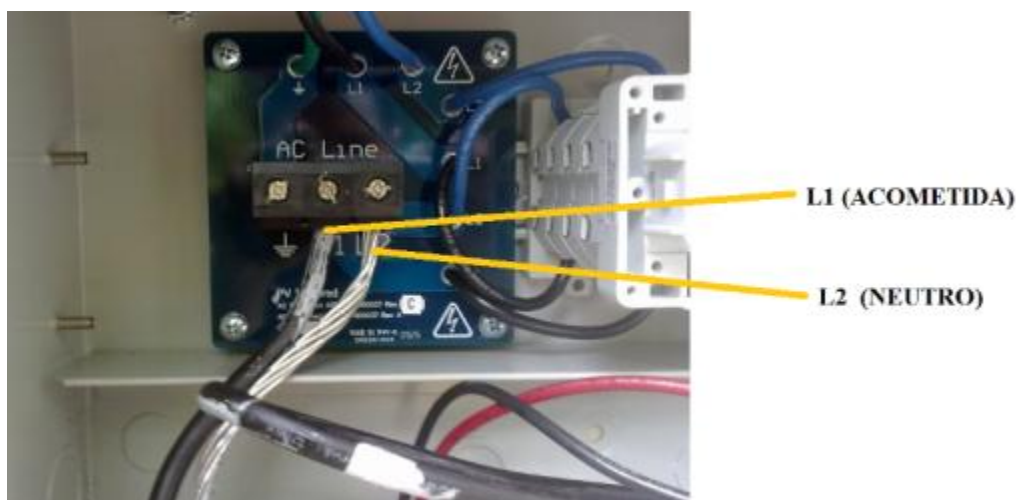
#### *4.10.4 CONDUCCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA*

La conducción de corriente alterna comprende desde el módulo AC del inversor hasta la caja principal de protección o acometida principal.

La acometida principal se sitúa en el edificio aledaño (laboratorio de Biotecnología) al que alberga el sistema fotovoltaico, separada de este unos 25 m.

Por tanto se decidió llevar una conducción aérea para realizar la conexión. Dicha conexión se realiza mediante cable protoduro TGP 3x10 AWG.

Como el inversor PVP1100 es monofásico se conecta una de las fases de la acometida a la línea L1 del inversor en el módulo de AC y la línea L2 del inversor irá conectada al neutro de la acometida mediante cable desnudo.



**Figura 26. Conexión AC en inversor PVP1100**

#### **4.10.5 CONDUCCIÓN DE PUESTA A TIERRA**

Se realizó la conexión de un conductor de tierra de similar sección que la utilizada para la conducción de la serie de módulos, el cual se unió a las masas metálicas de los elementos de la instalación (módulos, estructura soporte, etc.) mediante tornillos antirroscantes o terminales apropiados.

El conductor de puesta a Tierra une la parte continua (DC) del inversor con la varilla de puesta a tierra mediante cable 10 AWG de color verde según la normativa NEC [\[13\]](#).

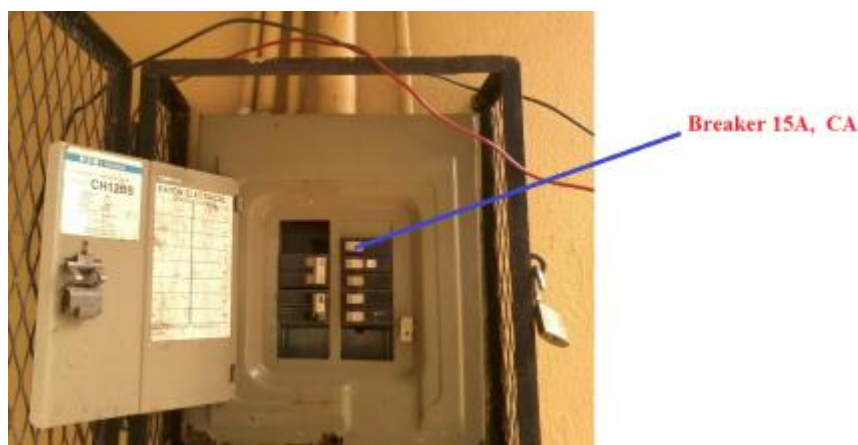
#### **4.10.6 ELEMENTOS DE CORTE Y PROTECCIÓN. PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA**

A pesar de que se presupuestó un “breaker” interruptor seccionador de 15A, no fue instalado. Tan solo se contó con las protecciones de continua que alberga el inversor.

#### **4.10.7 ELEMENTOS DE CORTE Y PROTECCIÓN. PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA**

Breaker de 15A en la acometida principal para independizar el sistema FV del resto de las instalaciones del complejo RURMA.





**Figura 27. Breaker 15A caja general de protecciones**

#### 4.10.8 TOMA DE TIERRA

La puesta a tierra tiene por objeto limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería de los equipos eléctricos que se usen.

La puesta a tierra se debería realizar de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. Esto se consigue mediante una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica, separación que se consigue bien mediante el propio transformador elevador del centro de transformación o bien gracias al transformador de aislamiento que incorpora el inversor.

Las masas de la instalación fotovoltaica (incluyendo estructura soporte de los módulos, marco metálico de los módulos, envoltentes metálicas de los armarios y cuadros, etc.) se conectaron a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, que en esta instalación es además independiente de la toma de tierra existente del edificio.

Como ya se mencionó en el [apartado 4.6.1](#) en la instalación objeto del presente documento se utilizó como puesta a tierra una varilla de cobre de ½" x 5" conectada por medio de una brida al cable de calibre 10 AWG de color verde, según normativa fijada en el NEC.

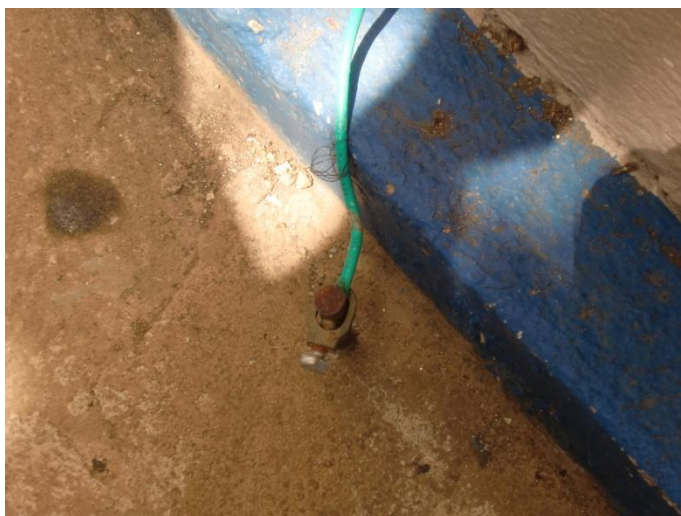


Figura 28. Conexión electrodo o varilla de Puesta a Tierra.

#### 4.11 MEDICIONES, PUESTA EN MARCHA

Como la instalación del sistema FV se realizó en dos fases distintas, las pruebas de mediciones y puesta en marcha se realizaron también en dos momentos distintos.

##### Fase I Instalación DC

Del lado de generación DC se midió mediante polímetro la tensión en circuito abierto de un solo módulo dando como resultado:  $V_{oc} = 45,2 \text{ V}$  ligeramente superior a lo que marcan las hojas de características.

Así mismo, la misma medida al final de la serie de 7 paneles conectados arrojó una  $V_{oc} = 321 \text{ V}$  dentro del rango de entrada admisible por el inversor.



Figura 29. Tensión en circuito abierto del módulo SHARP NT-175UC1

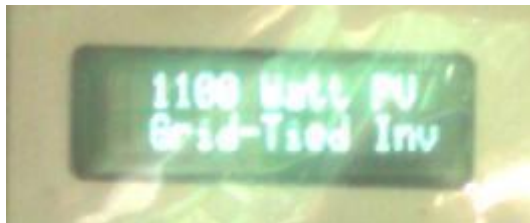


**Figura 30.** Tensión a la salida del generador FV.

## **Fase II: Instalación alterna**

Del lado de la conversión a energía alterna y en la puesta en marcha definitiva, se conectó el inversor al SIN (Sistema de Interconexión Nacional) y se comprobó su correcto funcionamiento. Prueba de ello son las siguientes ilustraciones:

**Screen 1:** Pantalla inicial del inversor cuando está en modo ON.



**Figura 31.** Pantalla 1.

**Screen 2:** Potencia fotovoltaica disponible instantánea (W) e historial acumulado de energía generada e inyectada a la red (kWh).



**Figura 32. Pantalla 2.**

**Screen 3:** Voltaje en AC y DC.



**Figura 33. Pantalla 3.**

*NOTA: Screens capturados el 04 de septiembre del año 2011. Hora. 11:45 AM*

El sistema fotovoltaico estaba generando energía y se encontraba conectado a la red de distribución eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), aportando energía limpia a la red eléctrica nacional.

### **Fase III. Sistema de monitorización y recogida de datos**

Para esta tercera fase se adquirió la tarjeta de comunicaciones y monitorización propia del inversor pero finalmente nunca se llegó a configurar correctamente de manera que la automatización y tratamiento de la información registrada no se llegó a realizar.

Sí se tomaron datos de generación puntuales de manera manual, corroborando el funcionamiento del sistema instalado pero totalmente insuficiente para realizar un seguimiento adecuado del prototipo instalado.

A pesar de conocer de su existencia, a fecha de entrega de este documento no se han conseguido las tablas con dichos datos.

Se muestra en la Figura 34 un croquis de la conexión final señalando las distintas partes del generador fotovoltaico.

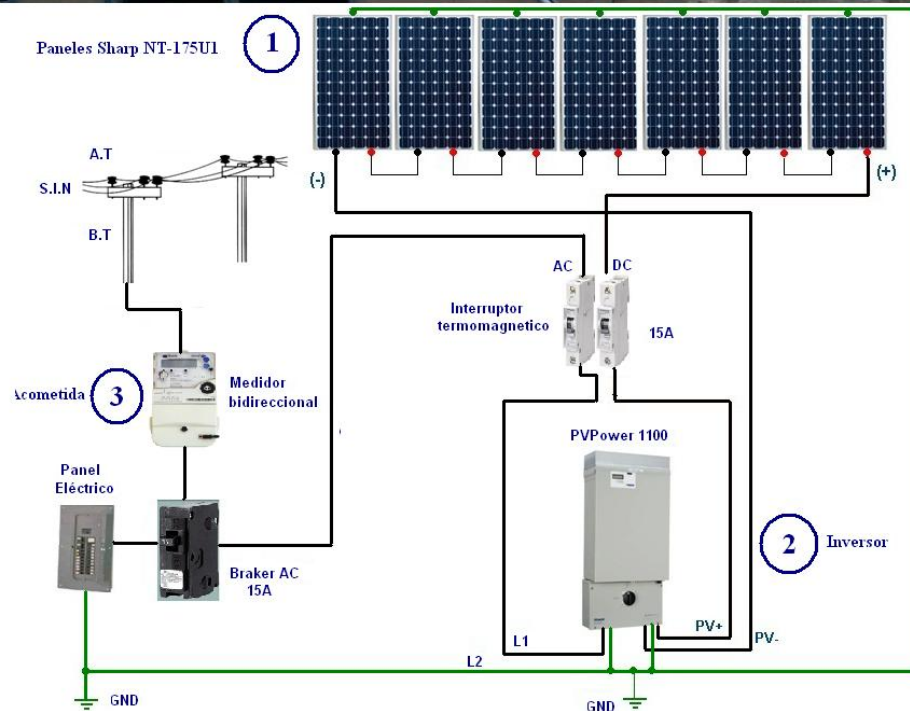


Figura 34. Croquis conexión física generador FV.

## 4.12 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ESPERADA

### 4.12.1 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN

Para calcular la producción de energía de una instalación de energía solar se deben tener en cuenta varios factores por los cuales un sistema fotovoltaico no puede tener un rendimiento del 100%, por lo tanto, la potencia real que tendrá el sistema en funcionamiento será menor que la teórica.

Se define el PR (Performance Ratio o Factor de Rendimiento) como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño.

Los principales factores que pueden afectar al rendimiento y, por tanto, ocasionar pérdidas en la eficiencia energética son:

- Rango de potencia del módulo.
- Dispersión de parámetros entre módulos.
- Efecto de la temperatura.
- Pérdidas por suciedad.
- Pérdidas por inclinación, acimut y sombras.
- Degradación fotónica.
- Rendimiento del inversor.
- Pérdidas de cableado.
- Pérdidas por disponibilidad de la instalación.

Al introducir todos estos parámetros en la matriz de pérdidas de rendimiento se obtiene un PR estimado para cada mes al cuál se le aplican los factores correspondientes a las pérdidas por sombreado y por orientación e inclinación resultando un PR Global para cada uno de los meses del año.

Se presentan los resultados obtenidos en la Tabla 5 y se detalla el cálculo del PR estimado en el [apartado 3.5 de los anexos](#):



**Tabla 5. Performance Ratio (PR) Global.**

| <b>MES</b>         | <b>PR<br/>estimado</b> | <b>Rendimiento<br/>por<br/>sombreado</b> | <b>Rendimiento<br/>por<br/>orientación<br/>e inclinación</b> | <b>PR<br/>global</b> |
|--------------------|------------------------|--|--|----------------------|
| Enero              | 0,7436                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,736</b>         |
| Febrero            | 0,7363                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,728</b>         |
| Marzo              | 0,7276                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,720</b>         |
| Abril              | 0,7230                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,715</b>         |
| Mayo               | 0,7344                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,726</b>         |
| Junio              | 0,7436                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,736</b>         |
| Julio              | 0,7452                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,737</b>         |
| Agosto             | 0,7448                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,737</b>         |
| Septiembre         | 0,7456                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,737</b>         |
| Octubre            | 0,7475                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,739</b>         |
| Noviembre          | 0,7490                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,741</b>         |
| Diciembre          | 0,7475                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,739</b>         |
| <b>Valor medio</b> | 0,7407                 | 0,995                                    | 0,994  | <b>0,733</b>         |

Las pérdidas totales de la instalación ascienden a 26,7 %, con un rendimiento energético del 73,30 %.

#### 4.12.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA TEÓRICA

Para estimar la producción de energía mensual se definen previamente los siguientes conceptos [24]:

- Radiación solar, como la energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia, como la densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie [ $\text{kW/m}^2$ ].
- Irradiación, como la energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo [ $\text{kWh/m}^2$ ].

Más específicamente se define:

- Irradiancia horizontal  $G_{dm}(0)$  [ $\text{kW/m}^2$ ], como la densidad de potencia incidente por unidad de superficie en el plano horizontal.
- Irradiancia del módulo  $G(\alpha, \beta)$  [ $\text{kW/m}^2$ ], como la densidad potencia incidente por unidad de superficie en el plano del campo fotovoltaico.
- Irradiación  $H(\alpha, \beta)$  [ $\text{kWh/m}^2$ ], como la energía recibida por unidad de superficie en un tiempo determinado.
- Horas Solar Pico (H.S.P.). Es la unidad de medida de la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar de  $G_{CEM} = 1000 \text{ W/m}^2$ .

Los valores calculados para estos parámetros se desarrollan en el capítulo de [Anexos apartado 3.1](#)

La energía total ( $E_{T,m}$ ) generada mensualmente es función de la irradiación, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación (PR) y se puede calcular según las ecuaciones (1) y (2).

$$E_{T,m} = P_{mpp} \cdot PR \cdot Y_{R,d} \cdot n_d \quad (1)$$

$$H.S.P. = Y_{R,d} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} \quad (2)$$

Donde,

- **Pmpp**, es la Potencia pico del generador [ $\text{kWp}$ ].
- **PR**, es el rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio.
- **$G_{dm}(\alpha, \beta)$** , es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar [ $\text{kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ ].
- **$n_d$** , es el número de días de cada mes.
- **$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$**  es el valor de irradiación bajo condiciones estándar de medida (CEM) a  $25^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente y una distribución espectral de 1,5 G.



Se presenta en la Tabla 6 un resumen de los cálculos de energía estimados:

**Tabla 6. Producción de energía total estimada por mes.**

| MES                | H.S.P. (h) * | PR<br>global | Nº DÍAS<br>(n <sub>d</sub> ) | E <sub>T,m</sub> (kWh/mes) |
|--------------------|--------------|--------------|------------------------------|----------------------------|
| Enero              | 6,13         | <b>0,736</b> | 31                           | <b>171,219</b>             |
| Febrero            | 6,92         | <b>0,728</b> | 28                           | <b>172,874</b>             |
| Marzo              | 7,03         | <b>0,720</b> | 31                           | <b>192,116</b>             |
| Abril              | 6,64         | <b>0,715</b> | 30                           | <b>174,498</b>             |
| Mayo               | 5,36         | <b>0,726</b> | 31                           | <b>147,864</b>             |
| Junio              | 4,26         | <b>0,736</b> | 30                           | <b>115,149</b>             |
| Julio              | 4,30         | <b>0,737</b> | 31                           | <b>120,352</b>             |
| Agosto             | 4,69         | <b>0,737</b> | 31                           | <b>131,200</b>             |
| Septiembre         | 5,15         | <b>0,737</b> | 30                           | <b>139,564</b>             |
| Octubre            | 5,32         | <b>0,739</b> | 31                           | <b>149,359</b>             |
| Noviembre          | 4,73         | <b>0,741</b> | 30                           | <b>128,774</b>             |
| Diciembre          | 5,56         | <b>0,739</b> | 31                           | <b>156,097</b>             |
| <b>Total anual</b> |              |              |                              | <b>1799,065</b>            |

#### 4.12.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SEGÚN PVSYST

Para realizar la simulación de la instalación propuesta se utilizó el software PVSYST V5.06 [15], homologado en el mercado y aceptado internacionalmente como una de las herramientas más utilizadas en el cálculo y simulación sistemas de energía solar fotovoltaica.

**Tabla 7. Parámetros principales PVSYST.**

| Parámetros principales       |                |
|------------------------------|----------------|
| Base Meteorológica           | RetScreen 2010 |
| Tipo Sistema                 | Conexión a Red |
| Módulo FV                    | NT-175 UC1     |
| Potencia nominal Módulo [kW] | 175            |
| Campo FV                     | 1x7            |
| Potencia nominal Módulo [kW] | 1,225          |
| Orientación. Inclinación [°] | 18             |
| Orientación. Acimut [°]      | 7° SE          |
| Inversor FV                  | PVPowered1100  |
| Potencia nominal [kWn]       | 1,1            |
| Potencia Pico [kWp]          | 1,225          |

Se muestran en la Tabla 7 los parámetros principales introducidos en el software y que sirven de base para el diseño de la instalación que incluye estudio de sombras y dimensionado para los rangos de tensión y corriente óptimos que permitan seguir el punto de máxima potencia.

Tabla 8. Resultados simulación PVSYST.

| RESULTADOS SIMULACIÓN                  |             |
|--|-------------|
| Energía Producida<br>[kWh/año]         | <b>1628</b> |
| Producción específica<br>[kWh/kWp/año] | <b>1329</b> |
| Factor de rendimiento<br>PR [%]        | <b>71,6</b> |

Los cálculos realizados por el PVSYST se reflejan en el [apartado 3.6 de los Anexos](#) a esta memoria.

Se resumen los resultados más significativos de la simulación en la Tabla 8.

Además, en la Figura 35 se representa la energía mensual inyectada a la red con barras marrones. Los meses más favorables o de mayor generación resultan ser los de febrero, marzo y abril coincidentes con la estación seca o de verano donde las temperaturas son más elevadas y existe mayor radiación solar.

Se representan las pérdidas del sistema en la Figura 36. Se puede apreciar que el factor más determinante son las pérdidas por temperatura ya que con el aumento de temperatura se produce una disminución de la tensión de salida en los paneles.

Igualmente, otros factores de pérdidas importantes resultan ser la degradación del módulo y las pérdidas por la calidad del inversor.

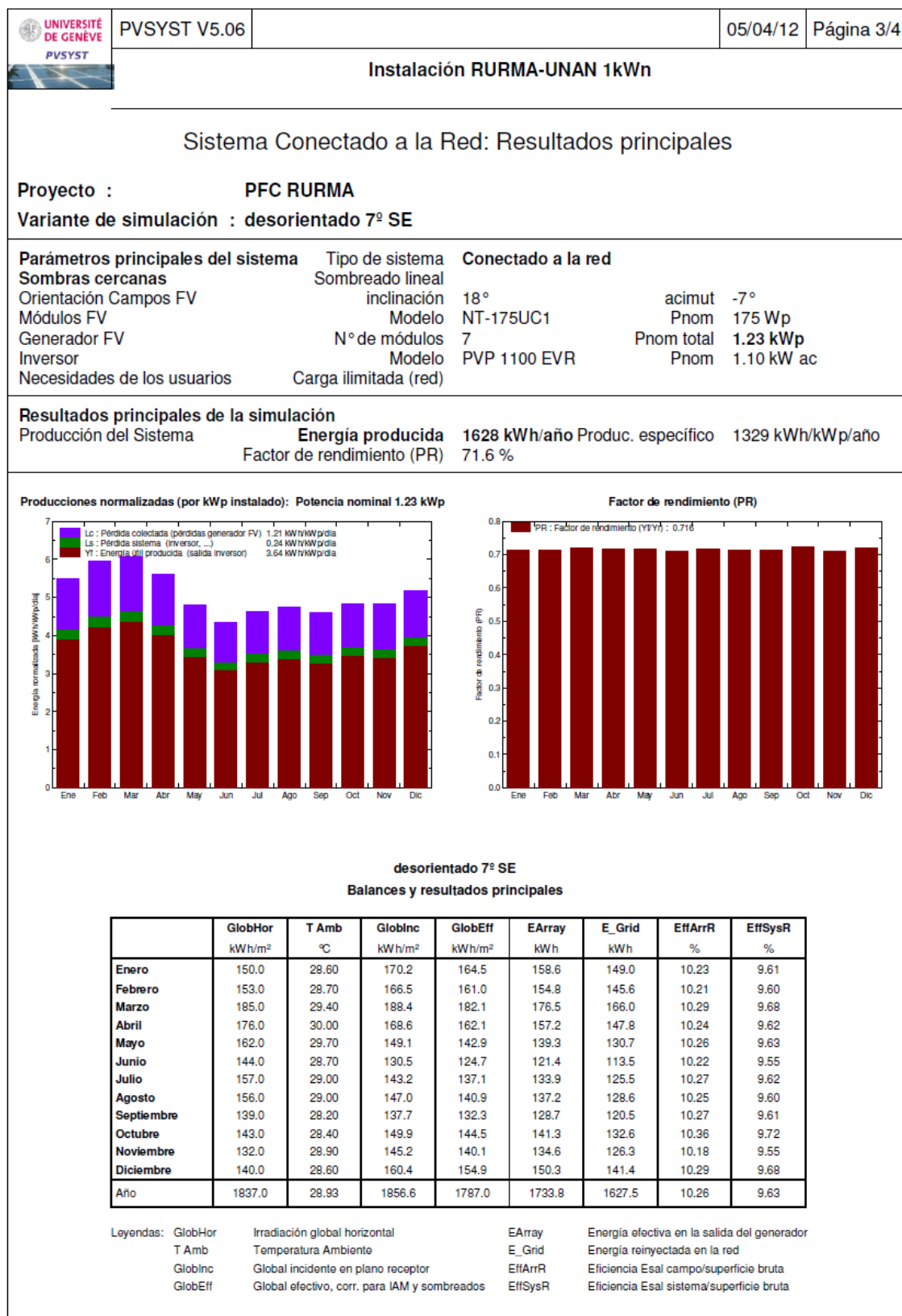


Figura 35. Resultados principales PVSYST.

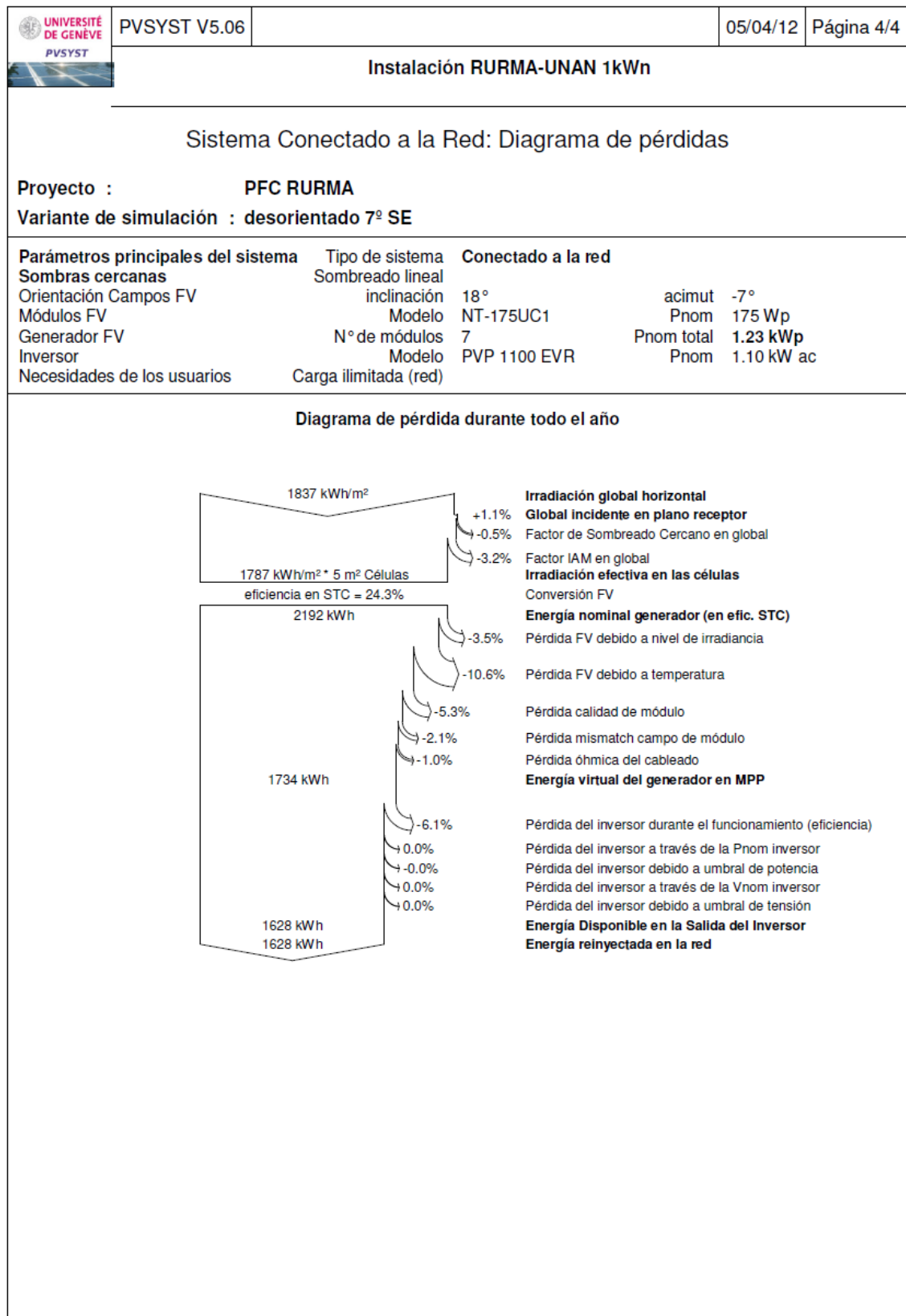


Figura 36. Diagrama de pérdidas PVSYST.

#### 4.12.4 RESUMEN PRODUCCIÓN ENERGÉTICA. RATIOS

Se comparan en la tabla 8 los datos de producción obtenidos en los dos apartados anteriores:

**Tabla 9. Resumen comparativa cálculos teóricos vs PVSYST.**

| PARÁMETRO  | TEÓRICO      | PVSYST |
|--|--------------|--------|
| Potencia Nominal Pn [kW]                                     | <b>1,1</b>   | 1,1    |
| Potencia pico Pp [kW]  | <b>1,225</b> | 1,225  |
| Relación Pn /Pp  | <b>0,90</b>  | 0,90   |
| Total Pérdidas por orientación e inclinación y sombreado [%] | <b>1,1</b>   | 4      |
| PR medio anual Estimado [%]                                  | <b>73,3</b>  | 71,6   |
| Energía anual producida [kWh]                                | <b>1799</b>  | 1628   |
| Ratio anual kWh/kWp  | <b>1411</b>  | 1329   |
| Autoconsumo [%]  | <b>5,59</b>  | 5,06   |

Para las mismas condiciones iniciales de potencia, se observó en los cálculos realizados que el cálculo teórico es más optimista en cuanto a la energía anual esperada respecto de los valores que arroja el PVSYST.

La experiencia suele corroborar esta predicción ya que es difícil conocer cómo se ha realizado el cálculo del PR a través del PVSYST.

Sin embargo, habitualmente los datos medidos experimentalmente superan las previsiones del software y se acercan a las teóricas calculadas.

En el apartado de pérdidas por sombreado se ha supuesto el caso ideal en el que no había obstáculos ni arbolado (aunque finalmente no resultase así) y con respecto a la

orientación e inclinación las pérdidas son mínimas debido a la disposición casi óptima del campo fotovoltaico.

Extrapolando los resultados de generación anual a los 35 años que se supone debería tener de vida útil el sistema fotovoltaico, esta instalación produciría del orden de 50732 kWh al ritmo de 12 años con una potencia pico del 90 % garantizada por el fabricante de los módulos, 13 años con un 80 % y 10 años más con un 70 %.

Cabe resaltar que la potencia fotovoltaica instalada en el RURMA no responde a las necesidades reales de demanda del edificio de biotecnología ya que como se puede comprobar en el [apartado 2 de los Anexos](#), los receptores eléctricos instalados consumen una energía mucho mayor que la que aporta el sistema fotovoltaico. De ahí que el porcentaje de autoconsumo sea tan reducido (5%-6%).

Se recuerda, no obstante, que esta instalación fue concebida inicialmente como banco de pruebas, docencia y experimentación para la UNAN-Managua.

## 5 MEMORIA ECONÓMICA

### 5.1 ESTUDIO DE MERCADO

La viabilidad de un proyecto de cooperación internacional se ve ampliamente afectada por los costes del mismo ya que el aporte financiero necesario para llevar a cabo el proyecto suele estar muy ajustado.

Además, se debe tener en cuenta que en un país como Nicaragua, los costes de producción de electricidad con un sistema fotovoltaico estaban en la fecha de implantación del proyecto (año 2010) entre 5 y 9 US\$ por vatio pico instalado.

Es decir, que si se tiene en cuenta que el generador fotovoltaico instalado era de 1225 Wp hubo que manejar un presupuesto que estaba entre los 6125 US\$ y los 11025 US\$.

El esfuerzo que dedica tanto la UC3M como la AECID a todos los proyectos de cooperación en los que están presentes es elevado y los recursos, tanto humanos como económicos, son escasos y más en tiempos en los que la crisis económica y social es acusada fuertemente en todos los estamentos de la sociedad.

El proyecto está financiado por la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), dentro de su Programa de Cooperación Interuniversitaria e Investigación Científica (PCI) (BOE N° 14, de 16 de enero de 2010). Una cifra cercana a los **7000 US\$** fue el presupuesto final que se disponía para el desarrollo de este proyecto.

Este presupuesto se vio incrementado excepcionalmente en **400 € (Euros)** mensuales para sufragar los gastos de desplazamiento, alojamiento, manutención y seguro correspondientes a la estancia de dos meses realizada por Oscar Rodríguez Juárez como miembro del equipo investigador y docente del proyecto D/023506/09 Colaboración docente e investigadora en torno a la titulación en Ingeniería de Energías Renovables en la UNAN-Managua dentro del marco de colaboración que llevan a cabo ambas universidades.

Con estos números de partida se hizo una prospección en el escaso mercado de suministros específicos para energía solar existente en Nicaragua atendiendo principalmente a los siguientes criterios de búsqueda:

- Búsqueda de módulos FV.

Han de ser módulos de manufactura extranjera ya que en Nicaragua no se produce esta tecnología, encareciendo el producto, tiempos de entrega y dificultades ante posibles cambios por rotura o disconformidad.

- Búsqueda de sistema soporte o estructura de superposición para módulos FV.

Se realizó a través de la empresa instaladora.



- Búsqueda de inversor FV y sistema de monitorización.

Igualmente ha de ser de manufactura extranjera encareciendo el producto, tiempos de entrega y resultando nulo el servicio técnico asociado a todo inversor fotovoltaico.

- Búsqueda de protecciones.

Se dieron dificultades para encontrar materiales específicos para energía solar fotovoltaica como son Interruptores Seccionadores DC y cable solar con las especificaciones requeridas para tal efecto.

Sin embargo, no fue difícil encontrar soluciones económicas similares con las protecciones y el cableado instalado habitualmente para otras instalaciones eléctricas.

- Búsqueda de Medidor o contador bidireccional homologado.

Se encontraron dificultades para calibrar y homologar el medidor por parte de la empresa suministradora de energía Unión Fenosa, que al no estar familiarizada con instalaciones de generación y consumo en edificación pusieron trabas de índole administrativo.

- Búsqueda de Instalador o empresa instaladora homologada.

En 2010 existían en Nicaragua pocas empresas especializadas en sistemas fotovoltaicos con conexión a red (SFCR). Además, por lo general, el personal instalador suele tener escasa capacitación en energía solar por lo que se optó por contratar a un instalador alemán de confianza que lleva residiendo en Nicaragua más de 20 años y por tanto conoce a la perfección la normativa eléctrica nicaragüense además de que posee formación acreditada en energías renovables y ha colaborado con la UNAN en distintos proyectos y programas de capacitación.

## 5.2 PRESUPUESTO

Se recoge en la Tabla 10 el presupuesto final para la instalación y puesta en marcha del sistema fotovoltaico con conexión a red y medición neta de 1,225 kW de potencia sobre el tejado del edificio hexagonal del complejo RURMA.

Se incluyen en el presupuesto tanto los gastos de la mano de obra y mantenimiento de la instalación por parte de la empresa instaladora así como los gastos derivados de la estancia de dos meses de Oscar Rodríguez Juárez como desplazado en Managua, Nicaragua.

Tabla 10. Presupuesto de instalación y material para generador FV 1,225 kW.

| Elemento  | Precio unitario [US\$] | Unidad | TOTAL [US\$]   |
|---|------------------------|--------|----------------|
| <b>1.MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>  |                        |        | <b>3956,75</b> |
| Módulos fotovoltaicos SHARP NT-175U1                                  | 565,25                 | 7      | 3956,75        |
| <b>2.INVERSOR</b>   |                        |        | <b>1548,70</b> |
| Inversor PVP1100 de 1100W + monitorización                            | 1548,70                | 1      | 1548,70        |
| <b>3.ESTRUCTURA SOPORTE</b>   |                        |        | <b>358,00</b>  |
| Estructura soporte para 7 módulos, cables de interconexión de módulos | 358,00                 | 1      | 358,00         |
| <b>4.PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y P.T.</b>                               |                        |        | <b>123,60</b>  |
| Desconector manual para CD de 15A                                     | 56,00                  | 1      | 56,00          |
| Interruptor diferencial de 15A para CD (Breaker)                      | 42,50                  | 1      | 42,50          |
| Interruptor diferencial de 15A para AC (Breaker)                      | 9,30                   | 1      | 9,30           |
| Varilla para puesta a tierra de 1/2" x 5' con su brida                | 15,80                  | 1      | 15,80          |
| <b>5.CABLEADO Y ACCESORIOS</b>  |                        |        | <b>210,15</b>  |
| Cable protoduro TGP de 3 x 10 [m.l.]                                  | 4,45                   | 25     | 111,25         |
| Cable AWG # 10 color rojo [m.l.]                                      | 1,70                   | 15     | 25,50          |
| Cable AWG # 10 color negro [m.l.]                                     | 1,70                   | 15     | 25,50          |
| Cable AWG # 8 color verde [m.l.]                                      | 1,98                   | 5      | 9,90           |
| Tubo conduit 3/4 " PVC [m.l.]   | 1,20                   | 8      | 9,60           |
| Accesorios para tubo conduit  | 10,40                  | 1      | 10,40          |
| Pequeño material accesorio  | 18,00                  | 1      | 18,00          |
| <b>6.MANO DE OBRA Y MANTENIMIENTO</b>                                 |                        |        | <b>485,00</b>  |
| Mano de obra instalación generador FV                                 | 485,00                 | 1      | 485,00         |
| <b>7.OTROS</b>  |                        |        | <b>1072,00</b> |
| Viaje, estancia y supervisión equipo docente investigador             | 536,00                 | 2      | 1072,00        |

|   |                 |
|---|-----------------|
| Subtotal de materiales exentos de IVA   | 3.956,75        |
| Subtotal de materiales gravados con IVA | 2.725,45        |
| IVA 15%                                 | 408,82          |
| Total de material gravado con IVA       | 3.134,27        |
| <b>Total US\$</b>                       | <b>8.163,02</b> |

Según se refleja en la ley 532 del marco jurídico nacional y para incentivar la implantación y utilización de energías renovables algunos de los elementos del generador fotovoltaico están exentos de pagar impuestos en Nicaragua. Es el caso de los módulos fotovoltaicos para esta instalación.

Para conformar el presupuesto se ha tenido en cuenta un periodo de mantenimiento de 10 años a cargo de la empresa instaladora y que se ha incluido en la partida de "Mano de obra instalación generador FV".

Como corresponde a todos los SFCR el peso de la inversión recae siempre sobre los módulos FV y sobre el inversor, siendo los elementos críticos a la hora de buscar una relación adecuada en cuanto a eficiencia-calidad-precio.

### 5.3 AHORROS Y BENEFICIOS

Para interpretar los ahorros obtenibles gracias a la instalación de un SFCR se debe conocer la producción de energía esperada [kWh] y el precio de la energía en ese momento [US\$/kWh].

Para este análisis se ha tomado como dato la producción de energía mensual calculada teóricamente.

El beneficio producido por el sistema fotovoltaico es debido al ahorro de la energía inyectada a la instalación interior del edificio. Suponiendo un coste del kWh de 0,3544 US\$ para el edificio y que toda la energía producida es consumida, resulta el ahorro indicado en la Tabla 11.

**Tabla 11. Ahorro económico mensual y anual producido por el SFCR.**

| <b>Ahorros por kWh</b> |                 |  |                               |
|------------------------|-----------------|--|-------------------------------|
| <b>Mes</b>             | <b>E[kWh]</b>   | <b>Coste<br/>Energía<br/>Enero 2011<br/>[US\$/kWh]</b> | <b>AHORROS<br/>[US\$/mes]</b> |
| <b>Enero</b>           | 171,22          | 0,3544   | 60,68                         |
| <b>Febrero</b>         | 172,87          | 0,3544   | 61,27                         |
| <b>Marzo</b>           | 192,12          | 0,3544   | 68,09                         |
| <b>Abril</b>           | 174,50          | 0,3544   | 61,84                         |
| <b>Mayo</b>            | 147,86          | 0,3544   | 52,40                         |
| <b>Junio</b>           | 115,15          | 0,3544   | 40,81                         |
| <b>Julio</b>           | 120,35          | 0,3544   | 42,65                         |
| <b>Agosto</b>          | 131,20          | 0,3544   | 46,50                         |
| <b>Septiembre</b>      | 139,56          | 0,3544   | 49,46                         |
| <b>Octubre</b>         | 149,36          | 0,3544   | 52,93                         |
| <b>Noviembre</b>       | 128,77          | 0,3544   | 45,64                         |
| <b>Diciembre</b>       | 156,10          | 0,3544   | 55,32                         |
| <b>Total</b>           | <b>1799,065</b> | <b>0,3544</b>  | <b>637,59</b>                 |

Teniendo en cuenta que a finales del año 2010 en Nicaragua no existía ley alguna que bonificase la generación de energía a través de fuentes renovables, el precio de la energía marcado por la empresa distribuidora se situaba en 0,3544 US\$ por kWh consumido según los precios publicados en la web del Instituto Nicaragüense de Energía INE con vigencia desde 1 Junio de 2011 para el código T-1 [\[16\]](#).

Por tanto, si a lo largo de un año la previsión fue la de generar 1799,065 kWh, supondría un total de 637,59 US\$ que ahorraría el laboratorio del RURMA en su factura eléctrica como consecuencia directa de haber generado y consumido dicha energía en el propio laboratorio bajo el sistema de medición neta que se contabilizaría a través del medidor bidireccional instalado.

## 5.4 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Dada la garantía del fabricante respecto de la vida de los módulos fotovoltaicos y del inversor, así como la variabilidad en el precio de la electricidad y costes asociados es recomendable realizar un estudio económico de rentabilidad a 25 años de acuerdo con las condiciones iniciales existentes en el mercado en el momento de poner en marcha la instalación e incluyendo la proyección y evolución del mismo para los años posteriores.

Los principales datos de partida que se tomaron en cuenta fueron:

- Evolución de precio de la Energía. En los 5 primeros años (2010-2015) bajó el precio de la energía para consumidores de más de 150kWh/mes pero se ha supuesto un aumento promedio anual del 2% durante los 25 años del estudio.
- Degradación de eficiencia del módulo. Se consideró un promedio de 0,8% anual.
- Coste de operación y mantenimiento. Se consideró un 5% sobre la producción anual de la instalación.
- IVA 15%. Se aplica a todos los elementos del presupuesto excepto a los módulos fotovoltaicos que están exentos.
- Tarifa eléctrica [\[16\]](#), en Junio 2011 se situaba en 0,354 US\$/kWh.

Inicialmente para tener una estimación aproximada del periodo de retorno de la inversión realizada se tomó como dato orientativo un pay-back de 13 años atendiendo a la siguiente fórmula:

$$Pay - Back = \frac{I}{CF} = \frac{8163,02}{637,59} \approx 13 \text{ años} \quad (3)$$

Donde,

**I [€]**, es la Inversión total en euros realizada en el proyecto e incluyendo el IVA.

**CF [€]**, es el flujo de caja anual en euros que produce la instalación con la generación de energía.

Posteriormente tras el estudio detallado en el [apartado 3.7 de los anexos](#) se obtuvieron los resultados expresados en la Tabla 12.

Se puede observar que al tener en cuenta parámetros como la evolución del precio de la electricidad, el periodo de retorno de la inversión no se ajusta a la suposición inicialmente hecha a través de la ecuación (3).

Para este tipo de instalaciones resulta elevado dicho periodo pero al tratarse de una instalación experimental se dieron por válidos los resultados obtenidos.

Tabla 12. Resumen económico estudio rentabilidad.

| CONCEPTO                               | VALOR           |
|--|-----------------|
| Inversión total con IVA [US\$]         | <b>8.163,02</b> |
| Potencia instalada [kW]                | <b>1,225</b>    |
| Energía anual producida [kWh]          | <b>1.799</b>    |
| Coste Inversión [US\$/Wp]              | <b>6,66</b>     |
| Periodo de estudio considerado [años]  | <b>25</b>       |
| Tarifa eléctrica Junio 2011 [US\$/kWh] | <b>0,354</b>    |
| Coste de Producción [US\$/kWh]         | <b>0,72</b>     |
| VAN [US\$]                             | <b>2.035</b>    |
| TIR[%]                                 | <b>11,98</b>    |
| Periodo de retorno [años]              | <b>16</b>       |

El coste de producción proporciona una idea de en qué grado es rentable producir energía en lugar de comprarla.

Teniendo en cuenta el valor obtenido de **0,72 US\$/kWh** frente al precio que impone la tarifa eléctrica de 0,354 US\$/kWh se puede atisbar una de las razones por las que en Nicaragua no se apuesta por los sistemas de energía solar con conexión a red ya que hoy día aún resulta excesivamente caro producir la energía a través del sol.

Así mismo, se observa también un elevado coste de inversión situándose el ratio en 6,66 US\$ por vatio pico instalado.

## 6 COOPERACIÓN Y EFECTOS DE UN PROYECTO INACABADO

Dos años después de ser instalado e inaugurado, el proyecto del sistema fotovoltaico con conexión a red de 1 kWn en las instalaciones del laboratorio de Biotecnología del complejo universitario RURMA propiedad de la UNAN-Managua, terminó como ilustra la Figura 37.

Es decir, se dismanteló y se almacenó el material en unas dependencias de la universidad con intención de reutilizarse en otras instalaciones de la UNAN-Carazo en espera de que un nuevo proyecto impulse y una la docencia con la generación de energía a través de la energía solar fotovoltaica.



**Figura 37. SFCR dismantelado en el RURMA.**

Se trata de identificar y analizar en este capítulo esta instalación como un proyecto de cooperación internacional con sus aciertos y sus carencias, para aprender y mejorar de las experiencias recogidas en el mismo.

### 6.1 PROYECTOS DE COOPERACIÓN AL DESARROLLO. TIPOLOGÍAS

Según los cuadernos de cooperación editados por la Universidad Politécnica de Valencia, un proyecto de cooperación al desarrollo se define como un “*conjunto de acciones, localizadas geográfica y temporalmente que, previamente programadas (recursos, tiempo, secuencia...), persiguen un objetivo concreto, previamente establecido, para el inicio, apoyo o promoción del proceso de desarrollo de un determinado grupo de personas mediante la colaboración en condiciones de igualdad entre varios actores*” [\[17\]](#).

Todo proyecto de cooperación al desarrollo debe contemplar al menos los siguientes aspectos:

- Objetivos para los cuales se concibe el proyecto.
- Inicio y fin del proyecto. Tiempo definido.
- Actores que intervienen en el proyecto.
- Localización del proyecto. Lugar exacto.
- Destinatarios del proyecto. Colectivo con el cual se coopera.
- Seguimiento del proyecto.
- Ampliaciones.
- Capacitación e independencia del proyecto.

Atendiendo a la tipología de los proyectos de cooperación se pueden establecer dos grandes grupos:

- Proyectos de aportación material, con acciones puntuales en el ámbito de la ayuda alimentaria, ayuda humanitaria y ayuda de emergencia.
- Proyectos orientados a su objetivo final, los cuales abarcan
  - Proyectos orientados a colectivos.
  - Proyectos de desarrollo de un sector u orientados a ámbitos específicos (educación, medioambiente, recursos energéticos...).

En el caso del proyecto que ocupa esta memoria, al aunar varios aspectos comunes a ambas tipologías se puede considerar como un proyecto integral polivalente en cuanto a que toca temas de educación, capacitación, desarrollo, uso responsable y eficiente de energía, creación de puestos de trabajo, creación de maestrías (máster) en energías renovables.

En este sentido, con el desarrollo del proyecto se trabajaron aspectos tangenciales al mismo como son:

- Inclusión de la Universidad Nacional de Nicaragua en la comunidad con alternativas reales de ahorros energéticos.
- Expansión en distintos puntos del país, a través de los diferentes proyectos y campus universitarios.
- Propuesta de elaboración de legislación favorable a la instalación de SFCR en Nicaragua promoviéndose a la UNAN como órgano técnico-consultor.
- Contribución al crecimiento tecnológico del país.

## **6.2 ACTORES INTERVINIENTES**

Son las personas, instituciones, organizaciones y grupos de interés intervinientes en el proyecto de cooperación internacional que juegan el rol necesario para llevarlo a cabo.

Se lista a continuación los actores intervinientes en el proyecto objeto de la memoria:

- UNAN MANAGUA-Universidad Nacional de Nicaragua. Campus de Managua. Entidad universitaria receptora del proyecto de cooperación internacional.
  - René Miranda → Coordinador y asesor técnico del proyecto en Managua
  - Reynaldo Espino → Profesor tutor en Managua.
  - Yurgen Kulke → Altelec. Empresa Instaladora.
  - Maycoll Antonio Rayo → Estudiante egresado por la UNAN.
  - Amado Antonio Alemán → Estudiante egresado por la UNAN.
  - Francisco Javier Morales → Estudiante egresado por la UNAN.
- RURMA-Recinto Universitario Ricardo Morales Avilés. Lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica.
  - Trabajadores del RURMA
- UC3M-Universidad Carlos III de Madrid. Universidad cooperante y colaboradora en el proyecto.
  - Jorge Martínez Crespo → Profesor coordinador tutor en Madrid.
  - Jaime Alonso-Martínez de las Moreras → Profesor coordinador tutor en Madrid.
  - Ulpiano Ruíz-Rivas Hernando → Coordinador de proyectos en el ámbito del programa de cooperación internacional (PCI) con la UNAN.
  - Óscar Rodríguez Juárez → Alumno proyectante.
- AECID Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo. Órgano español de cooperación internacional bajo el que se cofinancia el proyecto en el ámbito PCI.

## **6.3 PROGRAMACIÓN Y CICLOS DEL PROYECTO**

Para obtener resultados duraderos en un proyecto de cooperación internacional debemos pensar en no menos de 10 años ya que la fase inicial de implantación del proyecto suele ser dificultosa y laboriosa.

Se necesita tiempo, recursos, financiación, seguimiento y paciencia hasta que las medidas adoptadas tienen incidencia sobre la sociedad con la que se coopera.

Por estos motivos, es imprescindible una programación detallada del proyecto en la que se acoten las fases y ciclos del mismo.



El tiempo estimado inicialmente para la realización completa de la instalación fue de 2 meses, sin embargo, se tiene constancia de que tras las diferentes desviaciones sufridas la implantación no se hizo efectiva hasta pasados 13 meses.

A destacar en el proyecto que, si bien no se cumplieron los plazos previstos, sí se llegó al objetivo educativo para el que se había concebido inicialmente y en este sentido se cumplió con un ciclo en la programación del proyecto.

Gracias a la implantación de este sistema en las instalaciones de la UNAN-Managua, finalizaron sus estudios universitarios tres alumnos de la especialidad de Ingeniería Electrónica.

#### **6.4 PUNTOS DÉBILES DEL PROYECTO DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL**

##### **6.4.1 FINANCIACIÓN CONTINUADA DIFÍCIL**

En la mayoría de las ocasiones la intención de realizar el proyecto depende, no solo de los planteamientos de la institución sufragadora del mismo sino, de la disposición y capacidad de los agentes locales y colectivos beneficiarios.

Financiar proyectos de más de un año de duración es complicado por parte de los organismos de cooperación internacional. Además, la identificación de competencias y funciones en todos los ámbitos del proyecto no es una tarea sencilla.

Se corre el peligro, tanto por los benefactores como por los beneficiarios, de olvidar los objetivos iniciales alejándose de las demandas reales del colectivo con el que se coopera y terminar adquiriendo el papel de gestor y planificador, lo cual, puede llegar a ser la causa de muchos proyectos inconclusos.

Es complicado entender el proyecto en su totalidad y transmitirlo con el mismo espíritu y en los mismos términos a todas las personas que lo integran.

Algunos ejemplos de trabajos internacionales que completan grandes períodos cooperativos en Nicaragua son:

ITALIA- “Energía Renovable en Nicaragua 2011” [\[18\]](#)

JAPÓN- JICA “20 años de cooperación en Nicaragua 2010” [\[19\]](#)

##### **6.4.2 POLÍTICA INTERNA DE LA UNAN**

La infraestructura que rodea y sustenta cualquier idea que quiere convertirse en realidad supone el pilar básico sobre el que cimentar un proyecto para que sea duradero y robusto y sobre todo posible.

En este sentido, los programas de cooperación desarrollados bajo el paraguas de la AECID y las universidades son una fuente inagotable de producción y que finalmente se traducen en desarrollos y mejoras en las vidas de un colectivo determinado de personas.

Pero como en todas las instituciones y grupos de trabajo, las personas que las forman inciden especialmente sobre los derroteros que puede tomar el proyecto.

Así las cosas, no es lo mismo contar con departamentos dirigidos por personas que apuesten por desarrollos energéticos sostenibles medioambientalmente que un departamento centrado en afianzar las tecnologías tradicionales como puedan ser el petróleo y la energía nuclear o térmica.

De la misma manera, influyen aspectos que a priori no son cuantificables pero sí decisivos para que se llegue a buen término.

Con esto se quiere poner de relieve que dentro de la compleja estructura de la UNAN, por tener gran peso en la sociedad nicaragüense, a veces se confunden aspectos políticos, cargos en departamentos, relaciones personales y problemas enconados que nada tienen que ver con el proyecto pero que son suficientes para desviar la atención y los objetivos principales del mismo.

Además, estos problemas internos interfieren también en los otros organismos que sustentan la infraestructura de cooperación ya que se resiente el engranaje que une cooperación, conocimiento, economía y desarrollo.

Las consecuencias de estos desajustes se tradujeron en demoras en los plazos para ejecutar el proyecto que comenzaron con la petición y consecución de permisos para visitar el recinto del RURMA ya que, a pesar de ser un complejo dependiente de la universidad, cuenta con autonomía propia.

El flujo de información del estado del proyecto hacia la UC3M no se realizó de manera fluida, y se trató de reconfigurar el presupuesto inicial con el que se contaba. Hubo que revisar y realizar nuevos viajes de control sobre el proyecto y se intentó variar la idea inicial del mismo una vez estaban definidos los objetivos.

Haciendo autocrítica cabe señalar que, quizás, se podría mejorar el programa de seguimiento y trazabilidad del proyecto por parte de la UC3M en aras de detectar de manera temprana estas desviaciones para corregirlas a tiempo y reconducir las posibilidades del mismo.

Estos vaivenes generaron una falta de confianza en el proyecto que se tradujo en la retirada de los apoyos y por tanto en el olvido de lo que inicialmente suponía una gran ambición para la comunidad universitaria de Nicaragua y para todo el país.

Así mismo, la AECID, como órgano impulsor de la cooperación internacional debería estar en disposición de exigir y perseguir, si cabe, un “feedback” del estado del proyecto y de los resultados obtenidos, no solo en el momento de la instalación sino, durante la vida estimada del mismo para validar si los objetivos y presupuestos destinados a este desarrollo fueron cumplidos y efectivamente el esfuerzo sirvió para cooperar y mejorar las condiciones de las y los nicaragüenses.

Como colofón se apunta también que en cooperación, una de las causas más determinantes para acabar satisfechos del proyecto emprendido suele ser la de dejar que

el proyecto nazca desde el interior y desde el entorno en el que se desarrolla, de manera que en ocasiones desde los países cooperantes se plantea un proyecto de cooperación que, aunque en su origen sea positivo, verdaderamente y sobre la realidad de la población no tiene mucho que ver con las condiciones que se dan en ese lugar.

A pesar de esto, se termina imponiendo y ejecutando una ayuda que es ajena al sitio donde se presta y además termina siendo innecesaria porque se infrautiliza o se desmantela como es el caso.

En definitiva, no se da importancia a que el proyecto nazca y se desarrolle desde las necesidades de quienes lo van a disfrutar.

#### *6.4.3 PROCESO TÉCNICO INACABADO*

Con respecto al apartado puramente técnico el proyecto fue sometido a numerosos retrasos y cambios que terminaron por dejar el proyecto casi inacabado.

En primera instancia no se cumplió el plazo para instalar todo el sistema durante la visita programada para tal efecto ya que el retraso en la entrega del material fotovoltaico hizo que no se pudiera instalar a tiempo.

Los módulos fotovoltaicos llegaron con varias semanas de retraso y se procedió a su instalación inmediatamente, dejando montada la parte continua (DC) de la instalación y la preinstalación para el inversor y la parte alterna (AC) así como el enganche a la acometida principal.

El inversor se recepcionó y se instaló transcurridos varios meses y aunque el trabajo fue bueno nunca se llegaron a instalar las protecciones de continua y de alterna adicionales en una instalación de este tipo.

En este sentido, la instalación quedó protegida ya que el inversor cuenta con un interruptor-seccionador y en la acometida se colocó un “breaker” para independizar la instalación del resto de consumidores asociados a este punto.

Por último, tanto los módulos como el inversor fueron conectados a una tierra independiente de la del edificio en cuestión.

Por otra parte, el compromiso de “limpiar” la zona de elementos que pudieran ocasionar sombras sobre la instalación no se materializó, resultando ser un aspecto determinante en la producción del generador. Consecuentemente, a efectos del desarrollo técnico-educativo del proyecto, la elección de la ubicación del generador no fue la más conveniente.

Para muestra, lejos de cambiar de lugar los árboles que circundan el edificio se obtuvo de ellos una excelente producción de mangos como se puede apreciar en la fotografía de la Figura 38.

Sumados a estos problemas, la instalación seguía y siguió siendo incompleta ya que a pesar de solicitar al fabricante un módulo de monitorización para colocarlo en el

inversor, ninguno de los responsables de la UNAN en el proyecto fue capaz de instalarlo y co-responsablemente la UC3M tampoco pudo destinar más recursos para fomentar la conclusión del mismo.

Tampoco se llegó a habilitar nunca un medidor bidireccional para contabilizar la energía generada y suministrada a la red así como la consumida por el RURMA.



**Figura 38. Sombras por el arbolado sobre la instalación FV.**

Paradójicamente, cuando al fin se había reunido todo el material no se concluyó la instalación.

Monitorizar la instalación en el tiempo real hubiera supuesto que periódicamente alguien hubiera recogido los datos de generación y consumo de la misma.

Alguien hubiera interpretado esos datos y alguien hubiera sacado conclusiones de los mismos para ofrecerlos, al menos, a la comunidad universitaria.

Por tanto, es en esta fase en la que el proyecto requería de un refuerzo, una revisión y un afianzamiento en los planteamientos iniciales.

A grandes rasgos lo que supuso este abandono se puede resumir en varios puntos esquemáticos:

- No se recogió el conocimiento adquirido.
- No se registraron datos como para estudiar un SFCR.
- No se trasladó ningún estudio en la maestría de Energías Renovables.

- No se llevó el proyecto ante las autoridades nicaragüenses para legislar al respecto.
- La UNAN y Nicaragua perdieron una excelente oportunidad de estudiar la manera de incluir en su matriz energética la energía solar fotovoltaica.

### **6.5 RESULTADOS DE LA ACCIÓN COOPERATIVA**

Se recogen los resultados más visibles que se obtuvieron al desarrollar este proyecto de cooperación así como algunas acciones de impacto como consecuencia directa del trabajo realizado.

- Estudio y conocimiento de los sistemas de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica conectada a red en el ámbito universitario y por extensión de los diferentes usos y aplicaciones a otros proyectos de energía solar tanto fotovoltaica como térmica.
- Apertura al camino del primer máster en energías renovables en la UNAN. Se apoyó con una charla divulgativa sobre energía solar y SFCR en la presentación del máster.
- Repercusión nacional e internacional con publicaciones en prensa y medios de comunicación como lo es la entrevista divulgativa realizada por el Consejo Nacional de Universidades (CNU) a René Miranda como coordinador y asesor técnico de la UNAN en energías renovables [\[20\]](#).
- Red de trabajo y Trabajo en Red. Este proyecto puede haber servido como motor para la evolución de las ideas desarrolladas y que pueden ser compartidas e implantadas en otras universidades y estamentos en el país creando redes y conexiones entre grupos de trabajo diferentes.
- Oportunidades creadas. Los alumnos formados y egresados con este proyecto encontraron trabajo como ingenieros casi inmediatamente o fueron becados para otros estudios cualificados. Su formación es muy superior a la media nicaragüense en energía solar y tienen la experiencia de haber llevado a la práctica un proyecto piloto de experimentación a nivel nacional.

### **6.6 GUÍA PRÁCTICA DE ACCIONES BÁSICAS**

Se enumeran en este apartado una serie de puntos básicos que se deberían llevar a cabo en una acción cooperativa de la índole del proyecto descrito, en base a la experiencia acumulada. Se debería:

- Documentar y planificar cada paso que se da en el proyecto durante la ejecución del mismo y no únicamente a posteriori.
- Evaluar, revisar y rehacer los cálculos técnicos del proyecto para detectar posibles fallos en el lugar de ejecución del mismo.

- Conocer de primera mano los materiales a utilizar así como los costes de los mismos para ajustarse al presupuesto disponible.
- Informar con asiduidad de la evolución del proyecto a los agentes que no están presentes físicamente en el campo de la actuación.
- Realizar acciones formativas en paralelo destinadas a los usuarios del proyecto implantado.
- No abandonar el seguimiento del proyecto cuando ha finalizado su instalación hasta que alcance un grado de autonomía suficiente como para garantizar su continuidad sin la ayuda de la cooperación internacional.

## **7 IMPACTO AMBIENTAL**

En Nicaragua, a pesar de ser una tecnología minoritaria, la energía solar fotovoltaica contribuye al autoabastecimiento energético nacional reduciendo el uso directo de combustibles fósiles y evitando los efectos directos e indirectos de la contaminación como pueden ser residuos, excavaciones, contaminación atmosférica, etc, etc.

Aunque la fabricación de un panel solar requiere del uso de tecnologías convencionales dando lugar a la generación de residuos en forma de partículas de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> y CO<sub>2</sub>, el gasto energético que se produce y las emisiones provocadas son reducidas en comparación con las que se producen al generar electricidad con fuentes de energías no renovables.

El generador fotovoltaico instalado en el RURMA incide sobre el medio que le rodea a través de los siguientes factores ambientales:

- Emisiones: nulas al no existir combustión de ningún tipo. Tan solo se generan residuos en forma de partículas de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> o CO<sub>2</sub> en el proceso de fabricación de los paneles solares, no afectando directamente al entorno de la instalación.
- Clima: No se producen emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera porque no hay combustión.
- Suelo: Los paneles solares se instalaron sobre el tejado de una cubierta existente por lo que al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características del suelo o su erosión es nula.
- Aguas superficiales y subterráneas: El generador fotovoltaico no provoca alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- Flora y fauna: la repercusión sobre la vegetación fue mínima, pidiéndose los permisos necesarios para trasladar (nunca talar) los árboles cercanos que pudieran ocasionar sombras.
- Paisaje: El impacto visual, relacionado con la orientación e inclinación del campo fotovoltaico respecto a los posibles puntos de observación, fue mínimo respetando cualquier distancia oportuna respecto a viviendas o carreteras cercanas e integrando los paneles sobre la superficie del tejado.
- Ruidos: el sistema fotovoltaico instalado era casi totalmente silencioso. Tan solo se debe tener en cuenta un pequeño zumbido casi inaudible producido por el funcionamiento del inversor.

Citando la presentación del ministerio de energía y minas nicaragüense (MEM) [\[27\]](#):

“Es evidente que ni siquiera las tecnologías poco contaminantes, como la fotovoltaica, están exentas de conllevar impactos al medio ambiente y encuentran dificultades de aceptación por parte de la población. Sin embargo, la magnitud y la significación de estos sistemas son claramente inferiores a los de otras tecnologías de producción de energía tradicionales, aunque a veces puedan provocar oposiciones difíciles de superar.”

Se puede calcular la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente hacia la atmósfera que se evitan anualmente como consecuencia de tener operativo un generador fotovoltaico como el que se instaló en el RURMA.

Los resultados se expresan en la Tabla 13:

**Tabla 13. Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes evitadas.**

| Característica                                   | Valor         |
|--|---------------|
| Generación Energía<br>[kWh/año]                  | 1799,065      |
| Factor de emisión<br>[kg CO <sub>2</sub> eq/kWh] | 0,447         |
| Emisiones<br>[kg CO <sub>2</sub> eq]             | <b>804,18</b> |

Así pues, la instalación proyectada evitaría potencialmente la emisión de 804 kg de dióxido de carbono cada año a la atmósfera.



## 8 CONCLUSIONES

Transcurridos casi cinco años desde que se instaló el generador fotovoltaico y con la perspectiva que el tiempo puede ofrecer, es posible extraer numerosas conclusiones y aprendizajes tanto a nivel local y particular como a nivel global dentro del marco de un proyecto de cooperación internacional.

En los aspectos positivos cabe destacar:

- La viabilidad de los proyectos, ya que como estudiantes estamos preparados técnicamente para desarrollarlos.
- Recursos económicos suficientes pues a pesar de la reducción de presupuestos para cooperación se pueden seguir destinando partidas para sufragar mejoras en las condiciones de vida de otros lugares en el mundo.
- El establecimiento de puentes entre mundos y gentes diferentes pero no tan lejanos, con los cuales compartir e intercambiar experiencias de modos de vida, culturales y aprendizajes más o menos técnicos en tanto en cuanto las necesidades lo requieren.
- En definitiva, el fomento en la práctica de la solidaridad entre pueblos y personas entendiéndola como un apoyo mutuo entre personas y colectivos que tienen diferentes necesidades y aportaciones al conjunto de la sociedad o sociedades.
- Responsabilidades adquiridas en ambos sentidos. El compromiso y el esfuerzo de trasladar un proyecto desde el plano del papel al plano de la realidad debe suponer fuertes lazos que se traducen en obligaciones y responsabilidades tanto para las organizaciones que lo hacen posible como para la comunidad a quién va dirigido. Por este motivo es fundamental aprender a “rendir cuentas” del trabajo realizado con total honestidad.
- Capacitación y conocimiento adquirido. Proporciona la autonomía que todo proyecto de cooperación debe proponer para que la actuación traspase el ámbito de lo puntual y pueda ser reproducida en otros casos sin la supervisión y acompañamiento de la AECID u otros organismos competentes.
- En el aspecto más personal, las relaciones creadas suponen formar parte de la vida de personas. Se fomenta la hospitalidad, el respeto, la convivencia y más allá de eso la perdurabilidad en el tiempo, las amistades creadas no olvidan el trabajo desarrollado y construido conjuntamente.
- Evaluación y autocrítica. Una vez finalizado el proceso cooperativo es positivo extraer conclusiones y mejorar en los aspectos más débiles o que nunca se pudieron llevar a cabo. Sirva esta memoria como ejemplo ilustrativo.

En los aspectos negativos cabe destacar:

- Elementos organizativos-desorganizativos: A pesar de tener un plan de trabajo marcado con fechas y algunas visitas de control para el proyecto, la información no se ha trasladado de una manera clara, nítida y fiable.
- La organización interna de la UNAN que finalmente era el receptor de la actuación en cooperación y desarrollo.
- La interlocución, ya que probablemente no se dio con los interlocutores necesarios para dar el impulso definitivo en el momento crítico del proyecto.
- Los modos y ritmos de trabajo desacompañados entre quienes gestionan y sufragar el proyecto y quienes tienen que instalarlo.
- La falta de cumplimiento de alguno de los objetivos específicos quedó de manifiesto.
- Desaprovechamiento de una oportunidad única de transformar el modelo energético de un país que podría ser un poquito más independiente energéticamente incorporando esta tecnología a sus planes de futuro.

## 9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y Organización de las Naciones Unidas para Desarrollo Industrial (ONUDI) “Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe”, Noviembre 2011.
- [2] Diario La Prensa, Enero 2015  
<http://www.laprensa.com.ni/2015/01/29/nacionales/1773569-pais-con-tarifa-de-luz-mas-alta-del-istmo-pais-con-tarifa-de-luz-mas-alta-del-istmo>
- [3] Ministerio de Energía y Minas (MEM), Dirección General de Electricidad y Recursos Renovables. Departamento Eficiencia Energética, “La Eficiencia Energética en Nicaragua”, Santiago de Chile, Septiembre 2009.
- [4] Planta Solar, La Trinidad, Diriamba, Nicaragua, febrero 2013,  
<http://www.smartgridcostarica.com/2013/02/20/nicaragua-inaugura-parque-solar-de-138-mw-para-1100-familias/>
- [5] “Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Nicaragua”, PAMPAGRASS S.A., Enero 2010.
- [6] Instituto Nicaragüense de Energía (INE), “Capacidad instalada nominal”,  
[http://www.ine.gob.ni/DGE/estadisticas/serieHistorica/Capacidad\\_Instalada\\_2005-2014\\_actAbr15.pdf](http://www.ine.gob.ni/DGE/estadisticas/serieHistorica/Capacidad_Instalada_2005-2014_actAbr15.pdf).
- [7] Ministerio de Energía y Minas (MEM), “Balance energético nacional 2008”,  
<http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/BALANCES/Balance2010.pdf>.
- [8] Ministerio de Energía y Minas (MEM), “Plan indicativo de expansión de la generación eléctrica 2013-2027”,  
<http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/PLAN%20INDIC.%20DE%20EXP.%20DE%20GEN.%20ELECT%202013-2027.pdf>
- [9] Asociación de Renovables de Nicaragua, <http://www.renovables.org.ni/simernic/>
- [10] Ministerio de Energía y Minas (MEM), “Balance energético nacional 2010”,  
<http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/BALANCES/Balance2010.pdf>
- [11] Ministerio de Energía y Minas (MEM), Noticias,  
<http://www.mem.gob.ni/index.php?s=1&idp=174&idt=2&id=801>
- [12] Energía limpia para todos, <http://energialimpiaparatodos.com/2014/10/30/firma-canadiense-construye-la-planta-solar-mas-grande-de-nicaragua/>
- [13] Código Eléctrico Nacional (NEC), <http://www.nmsu.edu/~tdi/pdf-resources/SpanishNEC.pdf>

- [14] Tabla de cables AWG, <http://www.cableorganizer.com/articles/awg-facts.html>
- [15] Software para la simulación de sistemas de energía solar PVSYST, <http://www.pvsyst.com/en/>
- [16] Ajustes tarifarios, Instituto Nicaragüense de Energía (INE), <http://www.ine.gob.ni/DGE/pliegoTarifario2011.html>
- [17] “Identificación y formulación de proyectos de cooperación para el desarrollo: Gestión del ciclo del proyecto y enfoque marco lógico”, Universidad Politécnica de Valencia, Gabriel Ferrero y de Loma-Orsio, 11 Julio de 2008, [www.upv.es/upl/U0566379.pdf](http://www.upv.es/upl/U0566379.pdf)
- [18] Camera di’ industria e comercio italo-nicaraguense CCIN, “Energía Renovable en Nicaragua”, Italia, Julio 2011, <http://www.italcam.org.ni/Boletines/EneRen.pdf>
- [19] Agencia de cooperación internacional JICA, “20 años de cooperación en Nicaragua”, Japón 2010, [http://www.jica.go.jp/nicaragua/espanol/office/others/c8h0vm000001q4bc-att/1\\_memoria.pdf](http://www.jica.go.jp/nicaragua/espanol/office/others/c8h0vm000001q4bc-att/1_memoria.pdf)
- [20] Artículo y entrevista a René Miranda sobre proyectos de energías renovables, Consejo Nacional de Universidades CNU, Managua 2014, <http://www.cnu.edu.ni/index.php/prensa/16-prensa/44-universidades-apostando-a-las-energias-renovables>
- [21] RETScreen International, Herramienta informática de análisis de proyectos de energía limpia, Centro de investigación de CanmetENERGY de Recursos Naturales de Canadá, Quebec, Canadá, <http://www.retscreen.net/es/home.php>
- [22] NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data, NASA, USA, <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreencgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=12.2&lon=-86.1&submit=Submit>
- [23] Documento Básico para el Ahorro de Energía, Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica DB HE5, Código Técnico de Edificación (CTE), Orden FOM 1635/2013, BOE 12/092013, <http://www.fomento.gob.es/NR/rdonlyres/B83B66E3-0BA0-4270-BEF5-84A07A4C77F8/95714/14.pdf>
- [24] “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”, Departamento de Energía Solar del IDAE, Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, Laboratorio de Energía solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables CIEMAT, Octubre 2002.
- [25] Cálculo de la radiación media mensual sobre superficie arbitrariamente orientadas e inclinadas, I+D en energía y automática, Universidad de Jaén, [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/02\\_radiacion/01\\_basico/java/pro\\_rad\\_5.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/java/pro_rad_5.htm)

- [26] Cálculo del coste de producción en una instalación fotovoltaica, Autoconsumamos, <http://www.autoconsumamos.com/que-es-el-lcoe-y-como-calcularlo/>
- [27] Impacto ambiental energía solar fotovoltaica, Ministerio de Energía y Minas (MEM), <http://www.mem.gob.ni/index.php?s=1&idp=852&idt=1>
- [28] Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT, Ministerio de Industria Energía y Turismo de España, [http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt\\_guia.aspx](http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx)

## ANEXOS

## 1 CRONOGRAMA DE TRABAJO

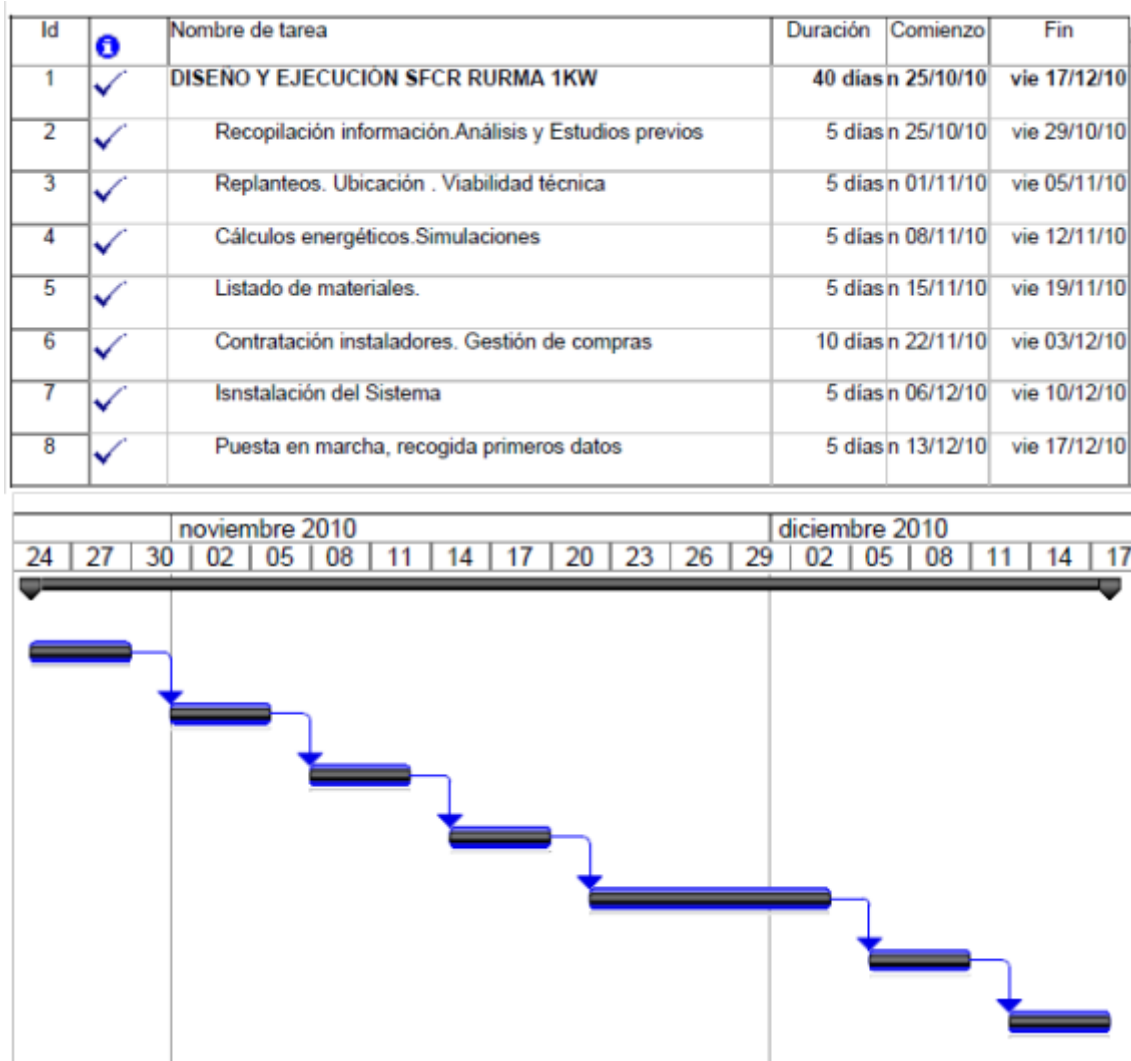


Figura 39. Cronograma de trabajo.

## 2 CENSO DE CARGA

Detalle de la potencia instalada en el edificio del laboratorio de biotecnología perteneciente al recinto RURMA en el momento de su visita.

Estimación del consumo eléctrico en función de las horas de uso al mes.

**Tabla 14. Inventario y censo de carga de equipos instalados en el RURMA.**

| CENSO DE CARGA LABORATORIO BIOTECNOLOGÍA RURMA |          |                        |                               |                 |                          |                 |                       |
|--|----------|------------------------|-------------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|-----------------------|
| Equipo   | Cantidad | Potencia unitaria [kW] | Potencia instalada Total [kW] | Uso/día [Horas] | Consumo diario [kWh/día] | Uso/mes [Horas] | Consumo Mes [kWh/mes] |
| Agua ultra pura                                | 1        | 0,192                  | 0,192                         | 1               | 0,192                    | 22              | 4,224                 |
| Agitador magnético                             | 1        | 0,15                   | 0,15                          | 1               | 0,15                     | 22              | 3,3                   |
| Balanza analítica                              | 1        | 0,011                  | 0,011                         | 4               | 0,044                    | 88              | 0,968                 |
| Balanza de precisión                           | 1        | 0,0583                 | 0,0583                        | 2               | 0,1166                   | 44              | 2,5652                |
| Baño ultrasónico                               | 1        | 0,24                   | 0,24                          | 0,2             | 0,048                    | 4,4             | 1,056                 |
| Bomba de vacío welch                           | 1        | 0,22                   | 0,22                          | 4               | 0,88                     | 88              | 19,36                 |
| Bomba de calentamiento DQO                     | 1        | 0,24                   | 0,24                          | 1               | 0,24                     | 22              | 5,28                  |
| Campana extractor de gas                       | 1        | 0,671                  | 0,671                         | 4               | 2,684                    | 88              | 59,048                |
| Centrífuga                                     | 1        | 0,11                   | 0,11                          | 1               | 0,11                     | 22              | 2,42                  |
| Congelador                                     | 1        | 0,782                  | 0,782                         | 12              | 9,384                    | 360             | 281,52                |
| Espectrofotómetro VU/VIS                       | 1        | 0,165                  | 0,165                         | 1               | 0,165                    | 22              | 3,63                  |
| Rota vapor                                     | 1        | 1,12                   | 1,12                          | 4               | 4,48                     | 88              | 98,56                 |
| Rotor multipropósito                           | 1        | 0,011                  | 0,011                         | 2               | 0,022                    | 44              | 0,484                 |
| Agitador digital bortex                        | 1        | 0,045                  | 0,045                         | 2               | 0,09                     | 44              | 1,98                  |
| Manta de calentamiento                         | 14       | 1,54                   | 21,56                         | 4               | 86,24                    | 88              | 1897,28               |
| Bomba de acuario                               | 1        | 0,011                  | 0,011                         | 4               | 0,044                    | 88              | 0,968                 |
| Laptos   | 3        | 0,4                    | 1,2                           | 8               | 9,6                      | 176             | 211,2                 |
| Lámparas                                       | 12       | 0,04                   | 0,48                          | 8               | 3,84                     | 176             | 84,48                 |
| Lámparas baños                                 | 8        | 0,04                   | 0,32                          | 0,6             | 0,192                    | 12              | 3,84                  |
| <b>TOTAL</b>                                   |          |                        | <b>27,59</b>                  |                 | <b>118,52</b>            |                 | <b>2682,16</b>        |

### 3 CÁLCULOS TÉCNICOS

Los cálculos técnicos para esta instalación se han realizado teniendo en cuenta que la legislación en materia de energía solar fotovoltaica en Nicaragua está poco o nada desarrollada.

Por este motivo se combinan el uso, consulta y recomendaciones tanto españolas como nicaragüenses.

En este apartado principalmente se hace referencia al documento básico DB HE5 del Código Técnico de Edificación (CTE) del 2007, al Reglamento de Baja Tensión (RTB) así como a las recomendaciones del Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) consultando el pliego de condiciones técnicas en instalaciones conectadas a red [\[24\]](#).

Lógicamente se trata de adecuar y adaptar toda la normativa usada al código eléctrico de Nicaragua y a sus instrucciones específicas para que cumpla con la legislación vigente en este país.

#### 3.1 ESTUDIO DE RADIACIÓN

La estimación de los componentes de la radiación solar sobre cualquier superficie orientada requiere de un proceso de cálculo que se simplifica en esta memoria con la ayuda de herramientas informáticas reconocidas que facilitan los cálculos.

- *COMPONENTES DE LA RADIACIÓN*

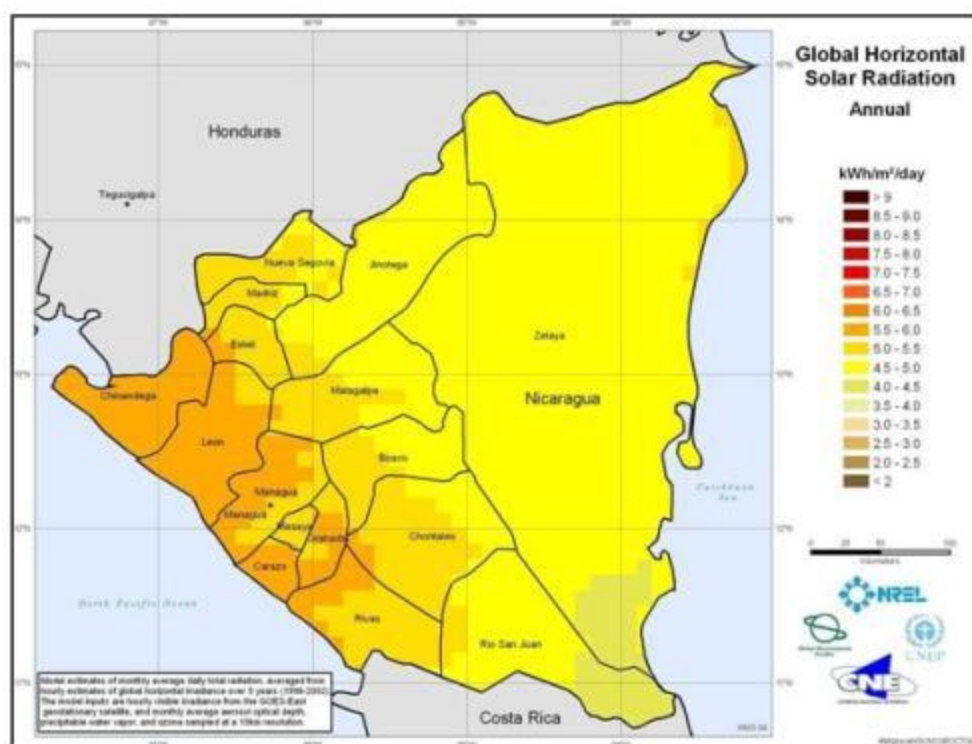
Principalmente la radiación solar global incidente sobre un objeto la forma la aportación de tres componentes:

- Radiación directa, es la que llega directamente del Sol.
- Radiación difusa, es aquella parte de la radiación que al atravesar la atmósfera es reflejada o absorbida por las nubes.
- Albedo, es la radiación que refleja la superficie terrestre.

Con los parámetros de latitud, longitud y altitud se determina la radiación disponible en el lugar donde se construirá el sistema fotovoltaico.



- *MAPA DE RADIACIÓN SOLAR EN NICARAGUA*



**Figura 40. Mapa de Radiación Solar de Nicaragua, CNE 2002**

Se muestra como imagen ilustrativa el último mapa de radiación solar de Nicaragua realizado por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) en el año 2002.

- *RADIACIÓN MEDIA MENSUAL GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL*

**Tabla 15. Radiación solar diaria en la ciudad de Managua [kWh/m<sup>2</sup>.día].**

| Month           | Air temperature | Relative humidity | Daily solar radiation - horizontal | Atmospheric pressure | Wind speed | Earth temperature | Heating degree-days | Cooling degree-days |
|-----------------|-----------------|-------------------|------------------------------------|----------------------|------------|-------------------|---------------------|---------------------|
|                 | °C              | %                 | kWh/m <sup>2</sup> /d              | kPa                  | m/s        | °C                | °C-d                | °C-d                |
| January         | 25.4            | 62.2%             | 5.55                               | 98.0                 | 5.7        | 26.4              | 0                   | 479                 |
| February        | 26.5            | 56.8%             | 6.06                               | 98.0                 | 5.1        | 28.3              | 0                   | 466                 |
| March           | 27.7            | 53.0%             | 6.69                               | 97.9                 | 4.5        | 30.6              | 0                   | 545                 |
| April           | 28.4            | 54.3%             | 6.52                               | 97.9                 | 3.7        | 31.8              | 0                   | 549                 |
| May             | 26.9            | 70.7%             | 5.77                               | 97.9                 | 3.4        | 28.8              | 0                   | 526                 |
| June            | 25.6            | 80.5%             | 5.69                               | 97.9                 | 3.6        | 26.4              | 0                   | 475                 |
| July            | 25.5            | 78.1%             | 5.78                               | 98.0                 | 4.4        | 26.0              | 0                   | 489                 |
| August          | 25.5            | 78.5%             | 5.75                               | 98.0                 | 3.8        | 26.1              | 0                   | 491                 |
| September       | 25.2            | 81.1%             | 5.36                               | 97.9                 | 3.2        | 25.9              | 0                   | 467                 |
| October         | 24.9            | 80.2%             | 5.27                               | 97.9                 | 3.7        | 25.4              | 0                   | 473                 |
| November        | 24.7            | 75.4%             | 5.24                               | 97.9                 | 4.5        | 25.0              | 0                   | 453                 |
| December        | 24.9            | 68.2%             | 5.33                               | 98.0                 | 5.7        | 25.4              | 0                   | 470                 |
| <b>Annual</b>   | 25.9            | 69.9%             | 5.75                               | 97.9                 | 4.3        | 27.2              | 0                   | 5883                |
| Measured at (m) |                 |                   |                                    |                      | 10.0       | 0.0               |                     |                     |

Se presentan en la Tabla 15 los datos de radiación extraídos de la base de datos meteorológica de RetScreen [21] [22] para las temperaturas medias diarias registradas en aquel momento.

Como se puede observar, el nivel de irradiación media diaria por cada mes en la ciudad de Managua sobre la superficie horizontal es  $G_{dm}(0) = 5,75 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ .

- *RADIACIÓN MEDIA MENSUAL SOBRE SUPERFICIE ORIENTADA:*

Con la irradiación global sobre superficie horizontal buscamos la irradiación diaria media en una superficie inclinada con la ayuda de la herramienta de cálculo desarrollada por la universidad de Jaén [25].

**1**

|            |      |           |      |
|------------|------|-----------|------|
| ENERO      | 5550 | FEBRERO   | 6060 |
| MARZO      | 6690 | ABRIL     | 6520 |
| MAYO       | 5770 | JUNIO     | 5690 |
| JULIO      | 5780 | AGOSTO    | 5750 |
| SEPTIEMBRE | 5360 | OCTUBRE   | 5270 |
| NOVIEMBRE  | 5240 | DICIEMBRE | 5330 |

Inclinación de los paneles (B)   
 Considerar como LATITUD del Lugar   
 Ejemplo: Latitud de Jaén = 37.5°  
 REFLEXIVIDAD   
 ACIMUT(a)

**CALCULAR**

**RESET**

---

**2**

IRRADIACIÓN DIARIA MEDIA ANUAL

|            | R. DIRECTA | R. DIFUSA | R. ALBEDO | R. GLOBAL |
|------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| ENERO      | 4790       | 1647      | 27        | 6464      |
| FEBRERO    | 4917       | 1720      | 29        | 6667      |
| MARZO      | 4936       | 1659      | 32        | 6627      |
| ABRIL      | 4237       | 1898      | 32        | 6167      |
| MAYO       | 3080       | 2081      | 28        | 5189      |
| JUNIO      | 2919       | 2042      | 28        | 4989      |
| JULIO      | 3064       | 2027      | 28        | 5119      |
| AGOSTO     | 3225       | 2085      | 28        | 5339      |
| SEPTIEMBRE | 3134       | 2139      | 26        | 5299      |
| OCTUBRE    | 3543       | 2017      | 26        | 5585      |
| NOVIEMBRE  | 3721       | 1790      | 24        | 5535      |
| DICIEMBRE  | 4670       | 1623      | 26        | 6319      |

Figura 41. Radiación media mensual.

Todas las medidas vienen expresadas en  $\text{Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$ .

A partir de estos datos de radiación global se desarrolla el cálculo de la Energía media diaria ( $E_{T,m}$ ) generada por cada mes del año y expuesta en la Tabla 6.

### 3.2 CAMPO FOTOVOLTAICO E INVERSOR

- *DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA.*

El proyecto viene concebido desde la AECID, la UC3M y la UNAN Managua para instalar 1 kWn de potencia nominal como parte de una experiencia piloto en docencia y cooperación con generación e inyección de energía eléctrica en la red aunque posteriormente se introdujese la idea de reconducirlo aplicando balance neto a la instalación realizada, con respecto a los consumos que se vienen manejando en los laboratorios del RURMA.

El presupuesto fue aprobado en principio para el primero de los objetivos dejando para una posible segunda fase la ampliación del mismo a pesar de que el estudio incluyese esa posibilidad.

Por tanto, para 1kWn el inversor más adecuado que se encontró en el mercado por su relación calidad-precio-disponibilidad fue el PVPowered 1100 cuya potencia nominal es de 1100W.

Este hecho justificó rehacer el presupuesto e incluir una placa fotovoltaica adicional hasta llegar a los 1225 Wp instalados para todo el generador fotovoltaico.

Así pues la potencia fotovoltaica instalada vino impuesta por el inversor escogido aprovechando al máximo sus características en la relación de tensiones-intensidades.

$$P = 1,225 \text{ kW} \quad (4)$$

Una vez realizado el censo de carga, se contabilizó una potencia nominal instalada para la totalidad de los equipos de  $P = 27,586 \text{ kW}$ .

Si se quisiera cubrir la demanda del laboratorio atendiendo a la potencia instalada y considerando un factor de utilización del 20% deberíamos quedarnos con una potencia simultánea de  $P = 5,517 \text{ kW}$

Como se puede observar, resultaría una potencia casi 5 veces superior a la presupuestada inicialmente. De ahí la conveniencia de comenzar instalando la potencia marcada por el inversor solicitado y programar una segunda fase de ampliación si los resultados de la primera fueran satisfactorios.

- *ESTUDIO DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN*

El cálculo de pérdidas por orientación e inclinación se realiza siguiendo la sección HE5 [\[23\]](#) del documento básico del Código Técnico de Edificación (CTE) que se reproduce en la Figura 42 en la que puede observarse que las pérdidas son inferiores a un 5%.

Un cálculo más exacto puede realizarse aplicando la fórmula (5) de dicha sección que se reproduce a continuación:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100[1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})]^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \quad (5)$$

Donde,

$\beta$  es la inclinación del campo fotovoltaico,

$\beta_{opt}$  es la inclinación óptima,

$\alpha$  es el azimut del campo fotovoltaico.

Considerando la inclinación,  $\beta = 18^\circ$  y, la orientación,  $\alpha = 7^\circ$ , resultan unas pérdidas de 0,596 %.

Se calcula la inclinación óptima partiendo de la fórmula (6):

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 \cdot \phi) \quad (6)$$

$$\beta_{opt} = 12^\circ 03'$$

Siendo  $\phi = 12^\circ 07'$  la latitud de Managua.

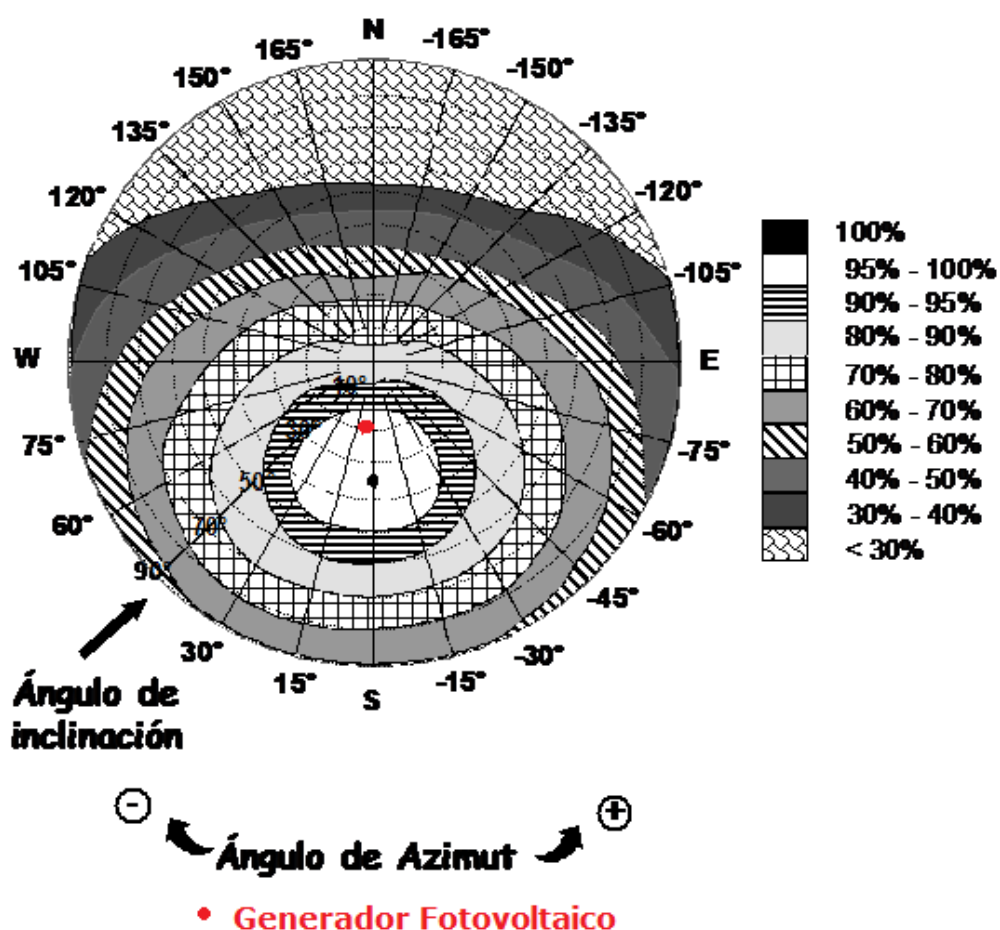


Figura 42. Pérdidas por orientación e inclinación.

• **CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO**

Por observación directa desde las distintas cubiertas que conforman el complejo RURMA, una de las cuales soporta el sistema fotovoltaico, se dedujo que la altura sobre el horizonte de los edificios del entorno no iba a dar lugar pérdidas significativas por sombreado. Sin embargo, no ocurría lo mismo con los árboles de mango que circundaban la cubierta objeto de la instalación.

Debido al compromiso por parte de la UNAN de obtener el permiso para el cambio de ubicación de dichos árboles con el objeto de no perjudicar al rendimiento del generador fotovoltaico, no se consideró necesario realizar el estudio de pérdidas de sombreado para cuantificar y argumentar la retirada de la arboleda colindante.

Aún así con PVSYST se puede estimar los datos de sombreado con los árboles restantes arrojando unas pérdidas casi nulas del 0,5%.

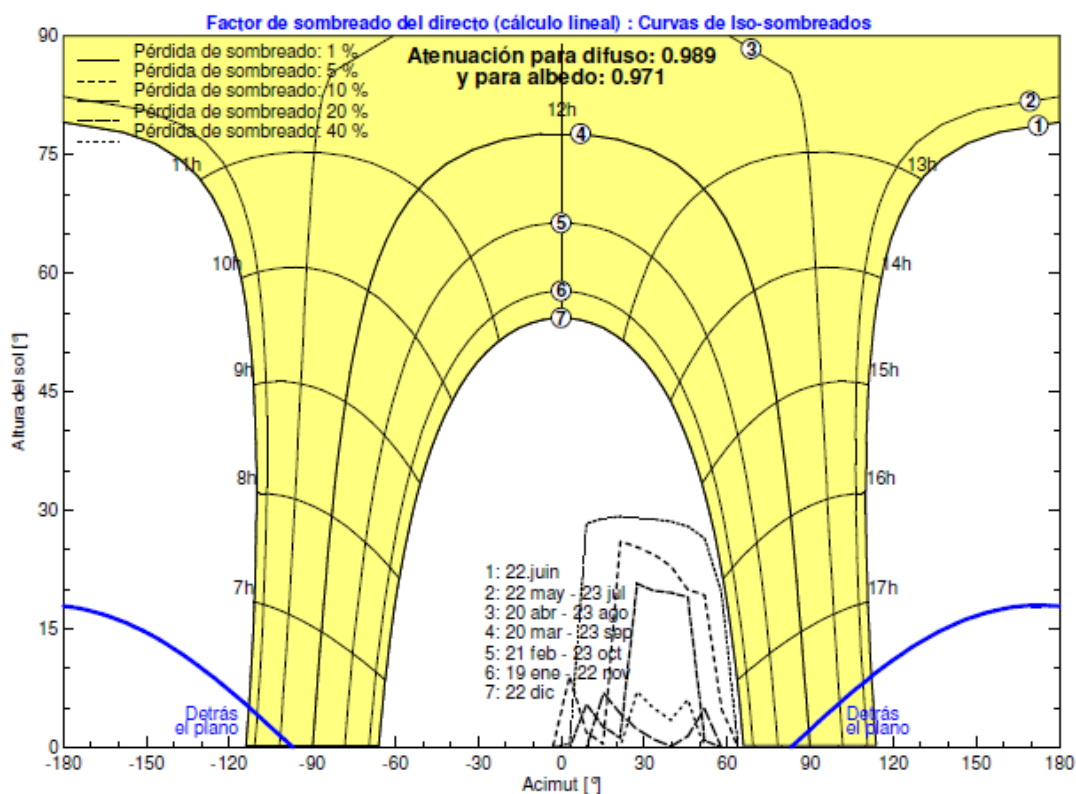


Figura 43. Pérdidas por sombreado según PVSYST.

- *SELECCIÓN DEL INVERSOR (POTENCIA NOMINAL)*

Dadas las características del proyecto (experimental, educativo, de cooperación y limitado presupuestariamente) se recomendó la instalación de un sistema que estuviese en torno a los 1000 W de potencia nominal.

Tras la búsqueda en el mercado del inversor más adecuado jugando con la relación calidad-precio-disponibilidad se seleccionó el inversor PVPowered 1100 de potencia nominal  $P_n=1100W$  cuyas hojas de características técnicas se adjuntan en los [Anexos apartado 6](#).

- *CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS SERIE-PARALELO O ASOCIACIÓN DE MÓDULOS*

Para un sobredimensionamiento del campo fotovoltaico del 11%, la potencia pico resulta ser de 1225 Wp. Teniendo en cuenta la tolerancia de potencia de +5 % -10% del módulo fotovoltaico, que lleva a una potencia pico, en el caso de - 10 % de 157,5 Wp, el número de módulos totales resulta ser:

$$N_T \leq \frac{P_p \text{ CampoFV}}{P_p \text{ Módulo}} = \frac{1225}{157,5} = 7,77 \text{ módulos} \quad (7)$$

Sin embargo por razones económicas no se asumirá la tolerancia negativa de los módulos y se instalarán de acuerdo a su potencia nominal un total de 7 módulos.

La asociación serie – paralelo de los módulos fotovoltaicos viene dada por el intervalo de tensiones continuas del inversor y por las características de tensión del módulo.

Se calculan en primer lugar las tensiones máximas y mínimas del módulo fotovoltaico considerado en función de la temperatura. Tomando como temperatura máxima ( $\theta_{C \max}$ )

y mínima ( $\theta_{C \min}$ ) de célula en Managua 75°C y 21°C (durante el día), respectivamente.

$$U_{OC \max} = U_{OC(CEM)} + \Delta U. (\theta_{C \min} - 25) \quad (8)$$

$$U_{PMP \max} = U_{PMP(CEM)} + \Delta U. (\theta_{C \min} - 25) \quad (9)$$

$$U_{PMP \min} = U_{PMP(CEM)} + \Delta U. (\theta_{C \max} - 25) \quad (10)$$

$$U_{OC \min} = U_{OC(CEM)} + \Delta U. (\theta_{C \max} - 25) \quad (11)$$

Donde,

$U_{OC \max}$  es la tensión máxima que puede alcanzar el módulo fotovoltaico.

$U_{PMP \max}$  es la tensión máxima que puede alcanzar el módulo en el punto de máxima potencia.

$U_{PMP \min}$  es la tensión mínima que puede alcanzar el módulo en el punto de máxima potencia.

$U_{OC \min}$  es la tensión mínima que puede alcanzar el módulo fotovoltaico.

Además, los valores de los factores intervinientes en las fórmulas (8), (9), (10) y (11) se resumen en la Tabla 3 y se obtienen de las hojas de características del módulo adjuntas en los [Anexos apartado 6](#).

La Tabla 16 muestra los resultados obtenidos:

**Tabla 16. Rango de tensiones del campo fotovoltaico.**

| Característica | Valor |
|----------------|-------|
| $U_{OC \max}$  | 45,04 |
| $U_{PMP \max}$ | 36,03 |
| $U_{PMP \min}$ | 27,41 |
| $U_{OC \min}$  | 36,41 |

Finalmente se calcula el número de módulos en serie  $N_s$  para el rango de tensiones que ofrece el inversor PVP1100 atendiendo a las fórmulas (12), (13), (14), (15) y (16):

$$N_s < \frac{U_{DC \max INV}}{U_{OC \max}} \quad (12)$$

$$N_s < \frac{U_{PMP \max INV}}{U_{PMP \max}} \quad (13)$$

$$N_s > \frac{U_{DC \min INV}}{U_{OC \min}} \quad (14)$$

$$N_s < \frac{U_{PMP \min INV}}{U_{PMP \min}} \quad (15)$$

$$N_s < \frac{U_{ISO MOD}}{U_{OC \max}} \quad (16)$$

Donde,

$U_{DC \max INV}$  es la tensión máxima que puede alcanzar el inversor a la entrada.

$U_{PMP \max INV}$  es la tensión máxima que puede alcanzar el inversor en el punto de máxima potencia.



$U_{DC\ MIN\ INV}$  es la tensión mínima que puede alcanzar el inversor a la entrada.

$U_{PMP\ MIN\ INV}$  es la tensión mínima que puede alcanzar el inversor en el punto de máxima potencia.

$U_{ISO\ MOD}$  es la tensión de aislamiento que puede alcanzar el módulo fotovoltaico.

Además, los valores de los factores intervinientes en las fórmulas (12), (13), (14) (15) y (16) se resumen en la Tabla 3 y en la Tabla 4 y se obtienen de las hojas de características adjuntas en los [Anexos apartado 6](#).

Por tanto resulta que el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie en está situado en el rango:

$$4,74 < N_s < 11,1$$

Por otro lado, el número de módulos que se pueden conectar en paralelo,  $N_p$ , viene dado por la ecuación (17):

$$N_p < \frac{I_{SC\ INV}}{I_{SC\ MOD}} \quad (17)$$

Donde,

$I_{SC\ INV}$  es la máxima corriente de entrada en el inversor.

$I_{SC\ MOD}$  es la máxima corriente de entrada en el módulo.

De lo cual se obtiene que:

$$N_p < 4,81$$

Con el objetivo de maximizar la potencia fotovoltaica se selecciona un campo fotovoltaico de 1 rama de 7 módulos.

Se resumen los resultados en la Tabla 17:

**Tabla 17. Resumen asociación módulos serie-paralelo.**

| Nº módulos en serie $N_s$ | Nº módulos en paralelo $N_p$ | Nº módulos total $N_T$ |
|---------------------------|------------------------------|------------------------|
| 7                         | 1                            | 7                      |

### 3.3 CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES

Para calcular la sección de los conductores utilizados en la instalación se siguieron las especificaciones recogidas en el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus instrucciones técnicas (ITC-BT) [28] apoyado por el pliego de condiciones técnicas del IDAE [24] y adaptado a la norma americana a través del código eléctrico nacional NEC [13]. Además, para las equivalencias de secciones entre la normativa americana y europea se ha utilizado la tabla de conversión de secciones de cables editada por la American Wire Gauge (AWG) contemplada en los [Anexos, apartado 4](#).

Teniendo en cuenta que la relación de tensión y frecuencia para Nicaragua es de 120V/60Hz, los criterios para el dimensionamiento de los conductores son los siguientes:

Criterio de intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = \frac{1,3 \cdot I_{CC(CEM)}}{FT} \quad (18)$$

Donde,

$I_{max}$ , es la intensidad máxima admisible,

$I_{CC(CEM)}$ , es la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida (CEM),

FT, es el factor de corrección utilizado por temperatura, canalización, etc, etc.

Criterio máxima caída de tensión:

$$S = 2 \frac{I_{cc} \cdot L}{\sigma \cdot \Delta U} \quad (19)$$

Donde,

S [mm<sup>2</sup>], es la sección del conductor calculado,

$I_{cc}$  [A], es la corriente de cortocircuito del tramo calculado,

L [m], es la longitud del cable,

$U_{ramal}$  [V], es la tensión del tramo,

$\Delta U$  [%], es la caída de tensión admisible,

$\sigma$  [m/(Ω.mm<sup>2</sup>)], es la conductividad del cobre.

Para todas las conducciones se ha empleado cableado con las siguientes características:

- Material conductor: cobre
- Aislamiento: etileno – propileno de alto módulo, 0,6 / 1 kV

- **TRAMO CAMPO FOTOVOLTAICO – INVERSOR**

Como tan solo existe un ramal de 7 módulos en serie, el tramo comprende la distancia que va desde el extremo más alejado del campo fotovoltaico hasta la entrada del inversor a través de una línea canalizada bajo tubo de PVC.

Datos:

**Tabla 18. Datos tramo campo fotovoltaico-inversor.**

| Característica                           | Valor                        |
|--|------------------------------|
| Corriente de cortocircuito $I_{cc(CEM)}$ | 5,40 A                       |
| Longitud del tramo L                     | 10 m                         |
| Tensión máxima módulo $U_{pm}$           | 35,4 V                       |
| Tensión máxima del campo FV $U_{ramal}$  | 247,8 V                      |
| Caída de tensión admisible $\Delta U$    | 1,5 % $U_{ramal}$            |
| Conductividad del Cobre (90°C) $\sigma$  | 44 m/( $\Omega \cdot mm^2$ ) |
| Factor de corrección FT                  | 0,81                         |

Por el criterio de Intensidad máxima admisible:

Aplicando la ecuación (18) con un Factor de Corrección de 0,9 conveniente por estar expuesto al sol (sobrecalentamiento por radiación solar UNE 20435), y 0,9 adicional por considerar un ambiente que pueda llegar a 50 °C (UNE 20460-5-523), se obtiene:

$$I_{max, ramal} = 8,7 \text{ A}$$

Por el criterio de máxima caída de tensión:

Aplicando la ecuación (19) con una caída máxima de tensión para este tramo de un 1,5% y tomando la conductividad del cobre a una temperatura de 90 °C, cuyo valor es  $\sigma=44m/(\Omega \cdot mm^2)$ , se obtiene:

$$S = 0,991 \text{ mm}^2$$

Se selecciona un cable normalizado de calibre AWG 12 con una sección de  $S=3,31 \text{ mm}^2$  ( $4mm^2$ ) capaz de soportar 25A, a una temperatura de 60°C.

$$S_{DC} = \text{AWG 12}$$

• **TRAMO INVERSOR – CUADRO AC (PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED DEL EDIFICIO)**

La línea eléctrica que conecta el inversor de Baja Tensión se dimensiona atendiendo a las directrices marcadas en la ITC – BT – 07 siendo el conductor habitualmente utilizado de polietileno reticulado con tensión de aislamiento 0,6/1 kV.

Como el punto de conexión a la red se encuentra en el edificio aledaño se opta por utilizar una línea aérea de cableado de cobre.

Datos:

**Tabla 19. Datos tramo inversor-cuadro AC.**

| Característica                          | Valor                     |
|---|---------------------------|
| Intensidad máxima de corriente I        | 10 A                      |
| Longitud del tramo L                    | 25 m                      |
| Tensión de línea $U_{ac}$               | 120 V                     |
| Caída de tensión admisible $\Delta U$   | 3 % $U_{ac}$              |
| Conductividad del Cobre (90°C) $\sigma$ | 44 m/ $\Omega \cdot mm^2$ |
| Factor de corrección FT                 | 1                         |

Por el criterio de Intensidad máxima admisible:

Aplicando la ecuación (18) con un Factor de Corrección de 1, se obtiene:

$$I_{max} = 13A$$

Por el criterio de máxima caída de tensión:

Aplicando la ecuación (19) con una caída máxima de tensión para este tramo de un 3% y tomando la conductividad del cobre a una temperatura de 90 °C, cuyo valor es  $\sigma=44m/(\Omega \cdot mm^2)$ , se obtiene:

$$S = 3,157 \text{ mm}^2$$

Se selecciona un cable protoduro TGP de calibre 3x10 AWG con una sección de  $S=5,26mm^2$  ( $6mm^2$ ) capaz de soportar 25A, a una temperatura de 60°C.

$$S_{DC} = \text{AWG } 3 \times 10$$

- *CONDUCTORES DE PROTECCIÓN*

Teniendo en cuenta la tabla 2 de la ITC – BT – 18, como todas las secciones son menores o iguales a  $16 \text{ mm}^2$ , los conductores de protección deben tener la misma sección que los conductores activos.

En este sentido para la conexión del neutro del inversor monofásico con el neutro de la acometida general o punto de enganche se utilizó cable desnudo de calibre

**S=10 AWG.**

### 3.4 CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

- *SECCIONADOR.*

Se prevé un interruptor-seccionador para el sistema fotovoltaico tanto en el lado DC como en el lado AC.

En el lado DC para cada serie de módulos se debe colocar un elemento seccionador y a la entrada del inversor otro adicional. El generador fotovoltaico del RURMA tan solo cuenta con una cadena de módulos por lo que fue suficiente la instalación de un interruptor seccionador de 15 A y 400V a la entrada del inversor.

Para elegir dicho interruptor se tuvieron en cuenta las siguientes condiciones:

Intensidad nominal  $I_n > 1,4 \cdot I_{sc \text{ mod}}$        $I_n > 1,4 \cdot 5,4 \text{ A} = 7,56 \text{ A}$

Tensión nominal  $V_n > 1,25 \cdot V_{oc \text{ serie}}$        $V_n > 1,25 \cdot 310,8 = 388,5 \text{ V}$

En el lado AC se contempló la instalación un interruptor-seccionador a la salida del inversor igualmente de **15A**.

- *INTERRUPTOR AUTOMÁTICO-DIFERENCIAL*

Adicionalmente se instaló un **breaker de 15A** en la caja general de protecciones de la acometida principal como elemento de corte y protección contra cortocircuitos y sobrecorrientes el cual debería soportar, establecer e interrumpir corrientes normales, así como soportar un determinado tiempo e interrumpir corrientes de cortocircuito.

- *PROTECCIÓN EXTERNA FRENTE A SOBRETENSIONES.*

El edificio en estudio no dispone de pararrayos propio. Al ser la disposición de los módulos fotovoltaicos paralelos a la cubierta, a una distancia máxima de 15 cm de la misma, el campo fotovoltaico no da lugar a un incremento de la altura del edificio, por lo que no se considera necesaria la protección externa del sistema fotovoltaico frente a sobretensiones.

### 3.5 CÁLCULOS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

- *CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO ESTIMADO (PR)*

Teniendo en cuenta los factores que afectan al rendimiento del campo fotovoltaico expresados en el [capítulo 4.12](#) se calcula el PR mediante la ecuación (17):

$$PR [\%] = (100 - A - P_{Ta}). B. C. D. E. F \quad (17)$$

Donde,

$$A = A1 + A2 + A3 \quad (18)$$

A su vez,

**A1**, representa las pérdidas debidas dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan en igual condiciones a las que fueron diseñadas. Valor adecuado típicamente para el Silicio monocristalino del 2 %.

**A2**, representa las pérdidas debidas al efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares. Se considera un 1% asociado a un mantenimiento periódico.

**A3**, representa las pérdidas por reflectancia angular y espectral. Se considera un valor bajo en torno al 2%.

Aplicando la ecuación (18),  $A=5\%$ .

**P<sub>Ta</sub>**, representa las pérdidas medias mensuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y se calcula mediante la ecuación (19).

$$P_{Ta} = 100. [1 - \varphi(T - 25)] \quad (19)$$

Siendo,

**T [°C]**, la temperatura media diaria para cada mes en la ciudad de Managua mostrada en la columna “Earth Temperature” de la Tabla 15 del presente manual.

**φ [%/°C]**, la variación de la potencia con la temperatura, también conocido como el coeficiente de temperatura a la máxima potencia, cuyo valor de -0,485%/°C está recogido en la Tabla 3 y en las hojas de características adjuntas en los [Anexos apartado 6](#).

Se recogen en la tabla 18 los resultados obtenidos:

**Tabla 20. Resumen pérdidas mensuales por temperatura.**

| Cálculo de $P_{T^a}$ |              |               |               |
|----------------------|--------------|---------------|---------------|
| Mes                  | Temp. T [°C] | $\phi$ [1/°C] | $P_{T^a}$ [%] |
| Enero                | 26,4         | 0,00485       | 99,3          |
| Febrero              | 28,3         | 0,00485       | 98,4          |
| Marzo                | 30,6         | 0,00485       | 97,3          |
| Abril                | 31,8         | 0,00485       | 96,7          |
| Mayo                 | 28,8         | 0,00485       | 98,2          |
| Junio                | 26,4         | 0,00485       | 99,3          |
| Julio                | 26,0         | 0,00485       | 99,5          |
| Agosto               | 26,1         | 0,00485       | 99,5          |
| Septiembre           | 25,9         | 0,00485       | 99,6          |
| Octubre              | 25,4         | 0,00485       | 99,8          |
| Noviembre            | 25,0         | 0,00485       | 100,0         |
| Diciembre            | 25,4         | 0,00485       | 99,8          |

Determinación de los Coeficiente B, C, D, E, y F

**B** representa las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.

$$B = (1 - L_{CAB\ DC}) \quad (20)$$

El valor máximo admisible para  $L_{CAB\ DC}$  es 1,5 % por lo que  $B= 0,985$ .

**C** representa las pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - L_{CAB\ AC}) \quad (21)$$

El valor máximo admisible para  $L_{CAB\ AC}$  es 2 % por lo que  $C= 0,98$ .

**D** representa las pérdidas por disponibilidad de la instalación. Con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de la misma, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimientos, etc.

$$D = (1 - L_{DISP}) \quad (22)$$

El valor típicamente aceptable para  $L_{DISP}$  es 5 % por lo que  $D= 0,95$ .

**E** representa los valores de eficiencia del inversor. Según las hojas de características del inversor cuyos datos principales se detallan en la Tabla 4  $E=0,905$ .

**F** representa las pérdidas debidas al no seguimiento del punto de máxima potencia.

$$F = (1 - L_{PMP}) \quad (23)$$

El valor típicamente aceptable para  $L_{PMP}$  es 5 % por lo que  $F= 0,95$ .


Introduciendo los valores obtenidos para cada uno de los parámetros de la ecuación (17) se obtienen unos valores mensuales del PR [%] que se presentan en la Tabla 21:



Tabla 21. Determinación del Performance Ratio estimado (PR) mensual.

| Cálculo del Performance Ratio o PR estimado <sup>a</sup> |                    |   |       |      |      |       |      |                     |
|--|--------------------|---|-------|------|------|-------|------|---------------------|
| Mes  | P <sub>T</sub> [%] | A | B     | C    | D    | E     | F    | PR <sub>e</sub> [%] |
| Enero  | 0,7                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,36</b>        |
| Febrero  | 1,6                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>73,64</b>        |
| Marzo  | 2,7                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>72,76</b>        |
| Abril  | 3,3                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>72,30</b>        |
| Mayo   | 1,8                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>73,45</b>        |
| Junio  | 0,7                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,36</b>        |
| Julio  | 0,5                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,52</b>        |
| Agosto   | 0,5                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,48</b>        |
| Septiembre   | 0,4                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,56</b>        |
| Octubre  | 0,2                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,75</b>        |
| Noviembre  | 0,0                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,90</b>        |
| Diciembre  | 0,2                | 5 | 0,985 | 0,98 | 0,95 | 0,905 | 0,95 | <b>74,75</b>        |
| <b>PROMEDIO ANUAL</b>                                    |                    |   |       |      |      |       |      | <b>74,07</b>        |

### 3.6 CÁLCULOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SEGÚN PVSYST

|   |                          |                      |                                    |
|---|--------------------------|----------------------|------------------------------------|
|  | PVSYST V5.06             | 05/04/12             | Página 1/4                         |
| <b>Instalación RURMA-UNAN 1kWn</b>  |                          |                      |                                    |
| Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación                           |                          |                      |                                    |
| <b>Proyecto : PFC RURMA</b>   |                          |                      |                                    |
| <b>Lugar geográfico</b>   | <b>Managua3</b>          | <b>País</b>          | <b>Nicaragua</b>                   |
| <b>Ubicación</b>  | Latitud 12.2°N           | Longitud             | 86.1°W                             |
| Hora definido como  | Hora Solar               | Altitud              | 54 m                               |
|   | Albedo 0.20              |                      |                                    |
| <b>Datos climatológicos :</b> Managua, Síntesis datos por hora                    |                          |                      |                                    |
| <b>Variante de simulación :</b> desorientado 7° SE                                |                          |                      |                                    |
| Fecha de simulación 05/04/12 20h36  |                          |                      |                                    |
| <b>Parámetros de la simulación</b>  |                          |                      |                                    |
| <b>Orientación Plano Receptor</b>   | Inclinación 18°          | Acimut               | -7°                                |
| <b>Perfil obstáculos</b>  | Sin perfil de obstáculos |                      |                                    |
| <b>Sombras cercanas</b>   | Sombreado lineal         |                      |                                    |
| <b>Características generador FV</b>   |                          |                      |                                    |
| <b>Módulo FV</b>  | Si-mono                  | Modelo               | NT-175UC1                          |
|   |                          | Fabricante           | SHARP                              |
| Número de módulos FV  | En serie                 | 7 módulos            | En paralelo 1 cadenas              |
| N° total de módulos FV  | N° módulos               | 7                    | Pnom unitaria 175 Wp               |
| Potencia global generador   | Nominal (STC)            | 1.23 kWp             | En cond. funciona. 1.10 kWp (50°C) |
| Caract. funcionamiento del generador (50°C)                                       | V mpp                    | 221 V                | I mpp 5 A                          |
| Superficie total  | Superficie módulos       | 9.1 m²               | Superficie célula 5.0 m²           |
| <b>Inversor</b>   | Modelo                   | PVP 1100 EVR         |                                    |
|   | Fabricante               | PV Powered           |                                    |
| <b>Características</b>  | Tensión Funciona.        | 115-450 V            | Pnom unitaria 1.1 kW AC            |
| <b>Factores de pérdida Generador FV</b>   |                          |                      |                                    |
| Factor de pérdidas térmicas   | Uc (const)               | 29.0 W/m²K           | Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s        |
| => Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20°C, VelViento=1m/s)                 |                          |                      | TONC 45 °C                         |
| Pérdida Óhmica en el Cableado   | Res. global generador    | 747 mOhm             | Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC  |
| Pérdida Calidad Módulo  |                          |                      | Fracción de Pérdidas 5.0 %         |
| Pérdidas Mismatch Módulos   |                          |                      | Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP  |
| Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE                                      | IAM =                    | 1 - bo (1/cos i - 1) | Parámetro bo 0.05                  |
| <b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)                        |                          |                      |                                    |

**Figura 44. Producción Energía según PVSYST.**

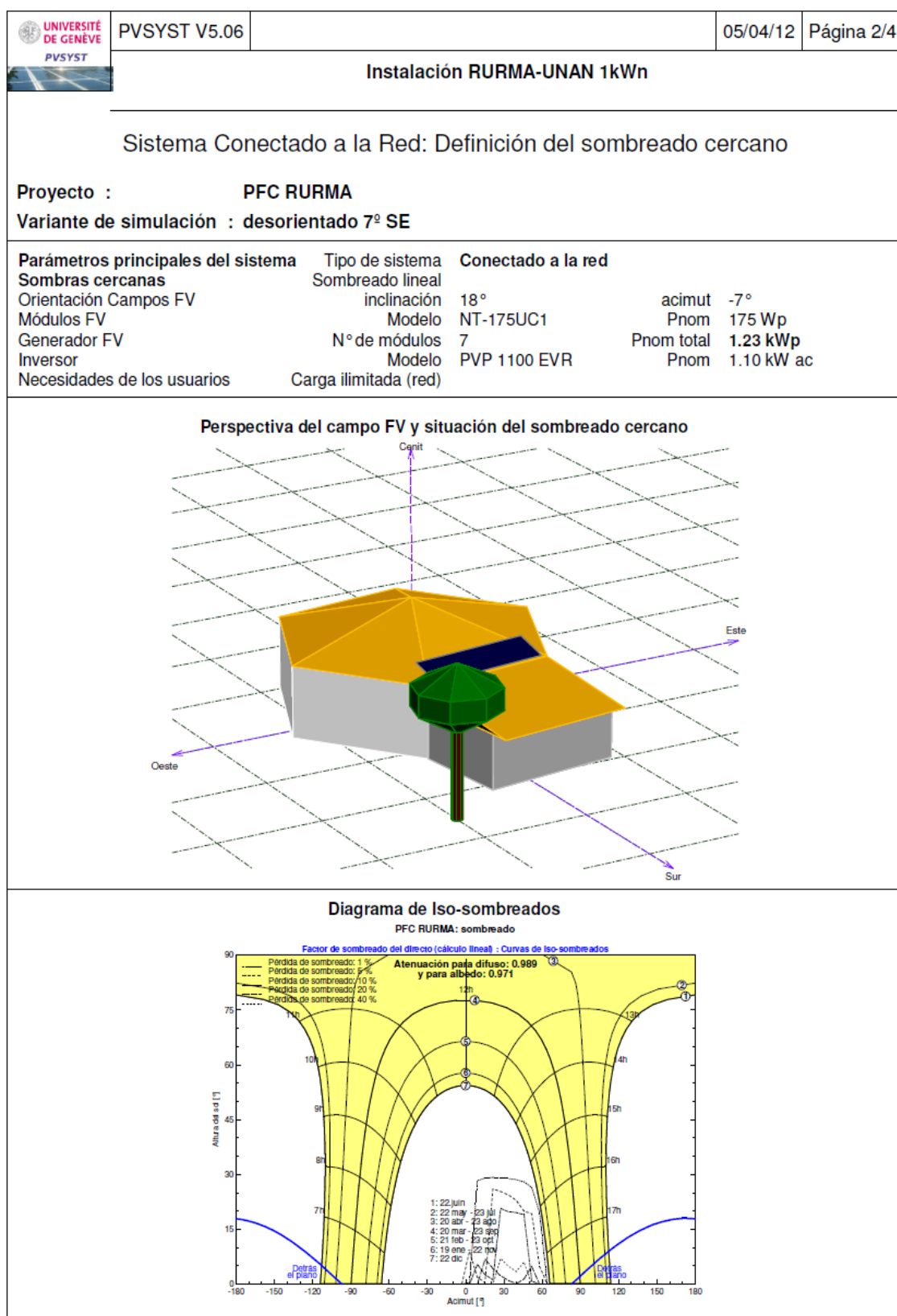


Figura 45. Cálculo de sombras según PVSYST.

### 3.7 CÁLCULOS ANÁLISIS RENTABILIDAD

Además de los parámetros expuestos en el [capítulo 5.4](#), el análisis de rentabilidad realizado tiene en cuenta los siguientes conceptos:

Flujo de Caja (Cash-Flow): estimación de los beneficios anuales que se obtienen del generador fotovoltaico incluyendo la amortización realizada por el coste de la instalación.

Periodo de recuperación: tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja generados. Se considera que la inversión se recupera en el año en el que el flujo de caja acumulado supera la inversión inicial.

Valor Actual Neto (VAN): refleja la rentabilidad de la inversión considerando la variación en el tiempo del valor del dinero. Se calcula considerando los flujos de caja generados descontando una tasa de descuento y comparándolos con el la inversión inicial.

Para ello se utiliza la siguiente fórmula matemática:

$$VAN = -I + \sum_{i=0}^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (24)$$

Donde,

I, es la inversión realizada.

CF, es el flujo de caja anual.

r, es la tasa de descuento cuyo valor se fija en un 9,7% atendiendo al índice de variación del dólar US\$ entre Junio 2010 y Junio de 2011 en el mercado nicaragüense (CNE).

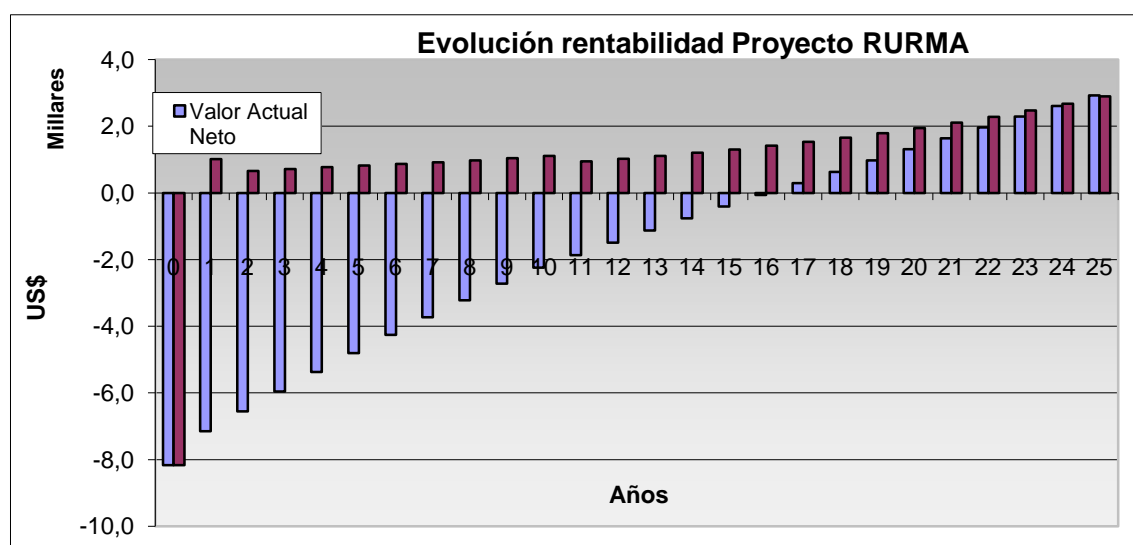
n, es el número de años.

Tasa Interna de Retorno: Tasa de interés que hace que el VAN se haga cero durante la vida útil de la instalación (25 años).

Para calcularla se iguala a cero la ecuación (24) y se despeja la incógnita i, que en este caso llamaremos TIR.

Si el valor obtenido es mayor al de la tasa de descuento, la inversión es aceptable. En caso contrario se debe rechazar la viabilidad del proyecto.

Se presenta en la Figura 46 el gráfico de evolución de la inversión realizada para 25 años, y en la Tabla 23 el análisis realizado.



**Figura 46. Evolución rentabilidad Proyecto RURMA.**

Coste producción de la energía [25]: Coste teórico de generar energía eléctrica. Se mide en [€/kWh] y se calcula siguiendo la fórmula (25):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [\text{€/kWh}] \quad (25)$$

Donde,

t es la vida estimada de la instalación (25 años),

I es la inversión inicial (8163,02 €),

M es el coste de operación y mantenimiento (5% de la producción anual),

$E_t$  es la energía generada durante la vida del sistema (1799,065),

r es la tasa de descuento (9,7%).

Se obtiene como resultado un coste de producción **LCOE= 0,72 €/kWh**.

## 4 TABLAS AUXILIARES

- TABLA DE CONVERSIÓN DE SECCIONES DE CABLES.

Tabla 22. Equivalencia mm<sup>2</sup> versus AWG.

### AWG (American Wire Gauge) to mm<sup>2</sup> (Millimeters squared) Conversion

| AWG to mm <sup>2</sup> CONVERSION TABLE |                      |
|---|----------------------|
| AWG/kcmil                               | [mm <sup>2</sup> ] * |
| 20                                      | 0.52                 |
| 18                                      | 0.82                 |
| 16                                      | 1.31                 |
| 14                                      | 2.08                 |
| 12                                      | 3.31                 |
| 10                                      | 5.26                 |
| 8                                       | 8.36                 |
| 6                                       | 13.3                 |
| 4                                       | 21.2                 |
| 2                                       | 33.6                 |
| 1                                       | 42.4                 |
| 1/0                                     | 53.5                 |
| 2/0                                     | 67.4                 |
| 3/0                                     | 85.0                 |
| 4/0                                     | 107                  |
| 250                                     | 127                  |
| 300                                     | 152                  |
| 350                                     | 177                  |
| 400                                     | 203                  |
| 450                                     | 228                  |
| 500                                     | 253                  |
| 600                                     | 304                  |
| 750                                     | 380                  |
| 800                                     | 405                  |
| 1000                                    | 507                  |

\* Equivalent mm<sup>2</sup> cross-sectional area

| mm <sup>2</sup> to AWG CONVERSION TABLE |                      |           |
|---|----------------------|-----------|
| mm <sup>2</sup>                         | [mm <sup>2</sup> ] * | AWG/kcmil |
| 0.5                                     | 0.52                 | 20        |
| 0.75                                    | 0.82                 | 18        |
| 1.5                                     | 1.31                 | 16        |
| 2.5                                     | 2.08                 | 14        |
| 2.5                                     | 3.31                 | 12        |
| 4                                       | 3.31                 | 12        |
| 6                                       | 5.26                 | 10        |
| 10                                      | 8.36                 | 8         |
| 16                                      | 13.3                 | 6         |
| 25                                      | 21.2                 | 4         |
| 35                                      | 33.6                 | 2         |
| 35                                      | 42.4                 | 1         |
| 50                                      | 53.5                 | 1/0       |
| 70                                      | 67.4                 | 2/0       |
| 95                                      | 85.0                 | 3/0       |
| 95                                      | 107                  | 4/0       |
| 120                                     | 107                  | 4/0       |
| 120                                     | 127                  | 250       |
| 150                                     | 152                  | 300       |
| 185                                     | 177                  | 350       |
| 185                                     | 203                  | 400       |
| 240                                     | 228                  | 450       |
| 240                                     | 253                  | 500       |
| 300                                     | 304                  | 600       |
| 400                                     | 380                  | 750       |
| 400                                     | 405                  | 800       |
| 500                                     | 507                  | 1000      |

Multiple AWG choices — consult responsible engineer for required ampacity

- ESTUDIO DE COSTES CON LA INVERSIÓN REALIZADA.

Tabla 23. Estudio de rentabilidad instalación RURMA.

| Años | Instalación | Ingresos | Mantenimiento | Total costes | Resultado Bruto Explotación | Amortización | BAI      | BDI      | Cash Flow | VAN      |
|------|-------------|----------|---------------|--------------|-----------------------------|--------------|----------|----------|-----------|----------|
| 0    | 8.163,0     | 0,0      | 0,0           | 0,0          | -8.163,0                    | 0,0          | -8.163,0 | -8.163,0 | -8.163,0  | -8.163,0 |
| 1    | 0,0         | 636,9    | 31,8          | 31,8         | 605,0                       | 775,4        | -170,4   | 605,0    | 1.013,0   | -7.150,0 |
| 2    | 0,0         | 691,5    | 34,6          | 34,6         | 656,9                       | 775,4        | -118,5   | 656,9    | 656,9     | -6.551,2 |
| 3    | 0,0         | 750,8    | 37,5          | 37,5         | 713,2                       | 775,4        | -62,2    | 713,2    | 713,2     | -5.958,5 |
| 4    | 0,0         | 815,1    | 40,8          | 40,8         | 774,4                       | 775,4        | -1,0     | 774,4    | 774,4     | -5.371,9 |
| 5    | 0,0         | 883,0    | 44,3          | 44,3         | 838,8                       | 775,4        | 63,3     | 819,8    | 819,8     | -4.805,8 |
| 6    | 0,0         | 956,5    | 48,0          | 48,0         | 908,5                       | 775,4        | 133,1    | 868,6    | 868,6     | -4.259,1 |
| 7    | 0,0         | 1.036,2  | 52,2          | 52,2         | 984,0                       | 775,4        | 208,6    | 921,4    | 921,4     | -3.730,4 |
| 8    | 0,0         | 1.122,5  | 56,6          | 56,6         | 1.065,8                     | 775,4        | 290,4    | 978,7    | 978,7     | -3.218,5 |
| 9    | 0,0         | 1.215,9  | 61,5          | 61,5         | 1.154,4                     | 775,4        | 379,0    | 1.040,7  | 1.040,7   | -2.722,2 |
| 10   | 0,0         | 1.317,2  | 66,8          | 66,8         | 1.250,4                     | 775,4        | 475,0    | 1.107,9  | 1.107,9   | -2.240,7 |
| 11   | 0,0         | 1.426,8  | 72,5          | 72,5         | 1.354,3                     | 0,0          | 1.354,3  | 948,0    | 948,0     | -1.865,1 |
| 12   | 0,0         | 1.545,6  | 78,7          | 78,7         | 1.466,9                     | 0,0          | 1.466,9  | 1.026,8  | 1.026,8   | -1.494,2 |
| 13   | 0,0         | 1.674,3  | 85,5          | 85,5         | 1.588,9                     | 0,0          | 1.588,9  | 1.112,2  | 1.112,2   | -1.128,0 |
| 14   | 0,0         | 1.813,7  | 92,8          | 92,8         | 1.721,0                     | 0,0          | 1.721,0  | 1.204,7  | 1.204,7   | -766,4   |
| 15   | 0,0         | 1.964,8  | 100,7         | 100,7        | 1.864,0                     | 0,0          | 1.864,0  | 1.304,8  | 1.304,8   | -409,4   |
| 16   | 0,0         | 2.128,4  | 109,4         | 109,4        | 2.019,0                     | 0,0          | 2.019,0  | 1.413,3  | 1.413,3   | -57,0    |
| 17   | 0,0         | 2.305,6  | 118,8         | 118,8        | 2.186,8                     | 0,0          | 2.186,8  | 1.530,8  | 1.530,8   | 291,1    |
| 18   | 0,0         | 2.497,5  | 128,9         | 128,9        | 2.368,6                     | 0,0          | 2.368,6  | 1.658,0  | 1.658,0   | 634,7    |
| 19   | 0,0         | 2.705,5  | 140,0         | 140,0        | 2.565,5                     | 0,0          | 2.565,5  | 1.795,9  | 1.795,9   | 974,0    |
| 20   | 0,0         | 2.930,8  | 152,0         | 152,0        | 2.778,8                     | 0,0          | 2.778,8  | 1.945,1  | 1.945,1   | 1.308,9  |
| 21   | 0,0         | 3.174,8  | 165,0         | 165,0        | 3.009,8                     | 0,0          | 3.009,8  | 2.106,8  | 2.106,8   | 1.639,7  |
| 22   | 0,0         | 3.439,1  | 179,2         | 179,2        | 3.260,0                     | 0,0          | 3.260,0  | 2.282,0  | 2.282,0   | 1.966,2  |
| 23   | 0,0         | 3.725,5  | 194,5         | 194,5        | 3.531,0                     | 0,0          | 3.531,0  | 2.471,7  | 2.471,7   | 2.288,7  |
| 24   | 0,0         | 4.035,7  | 211,2         | 211,2        | 3.824,5                     | 0,0          | 3.824,5  | 2.677,1  | 2.677,1   | 2.607,0  |
| 25   | 0,0         | 4.371,7  | 229,3         | 229,3        | 4.142,4                     | 0,0          | 4.142,4  | 2.899,7  | 2.899,7   | 2.921,4  |

## 5 PLANOS

- PLANO DE UBICACIÓN

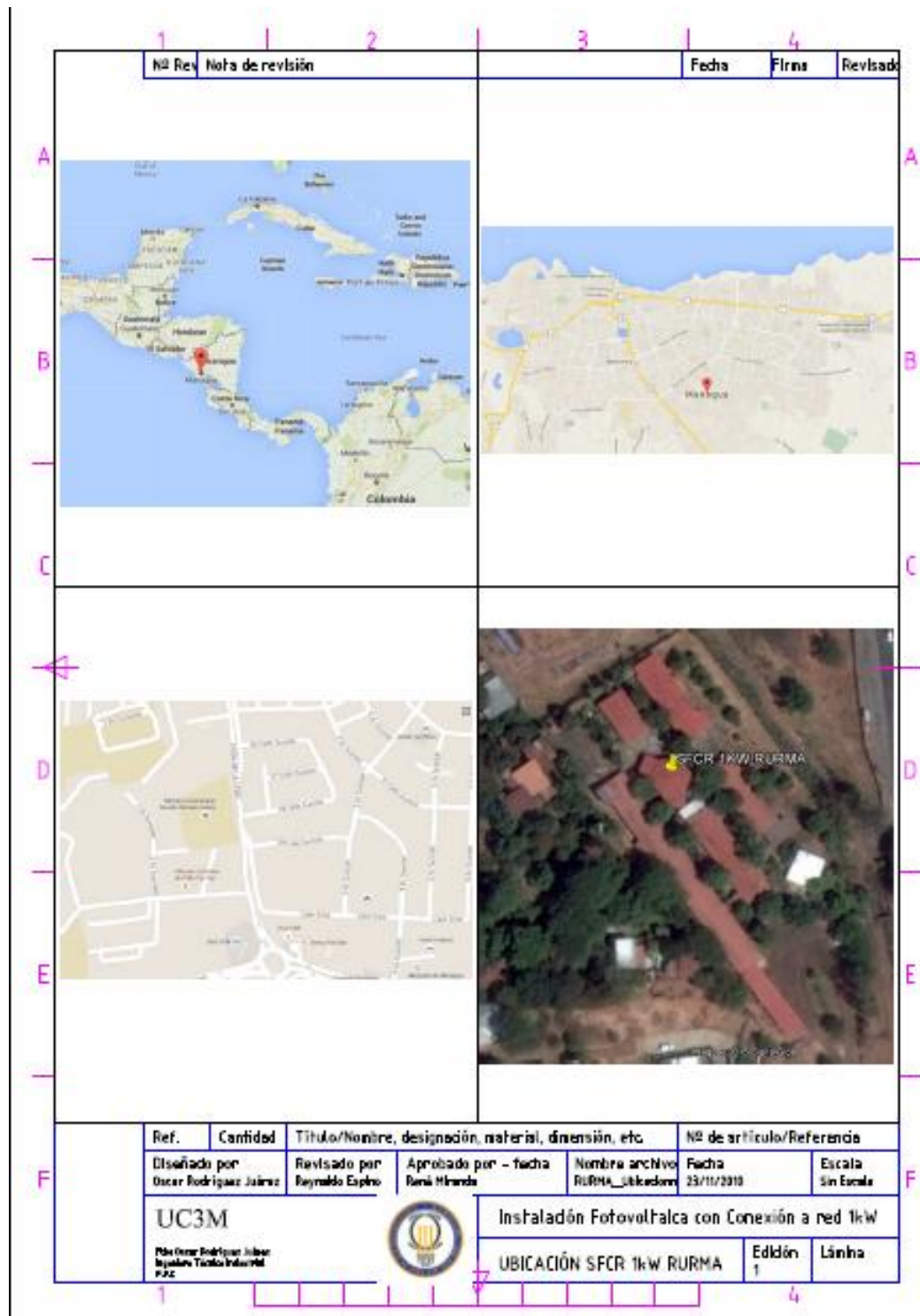


Figura 47. Plano de ubicación instalación fotovoltaica RURMA.



• PLANO DE EMPLAZAMIENTO Y ESQUEMA DE CONEXIÓN

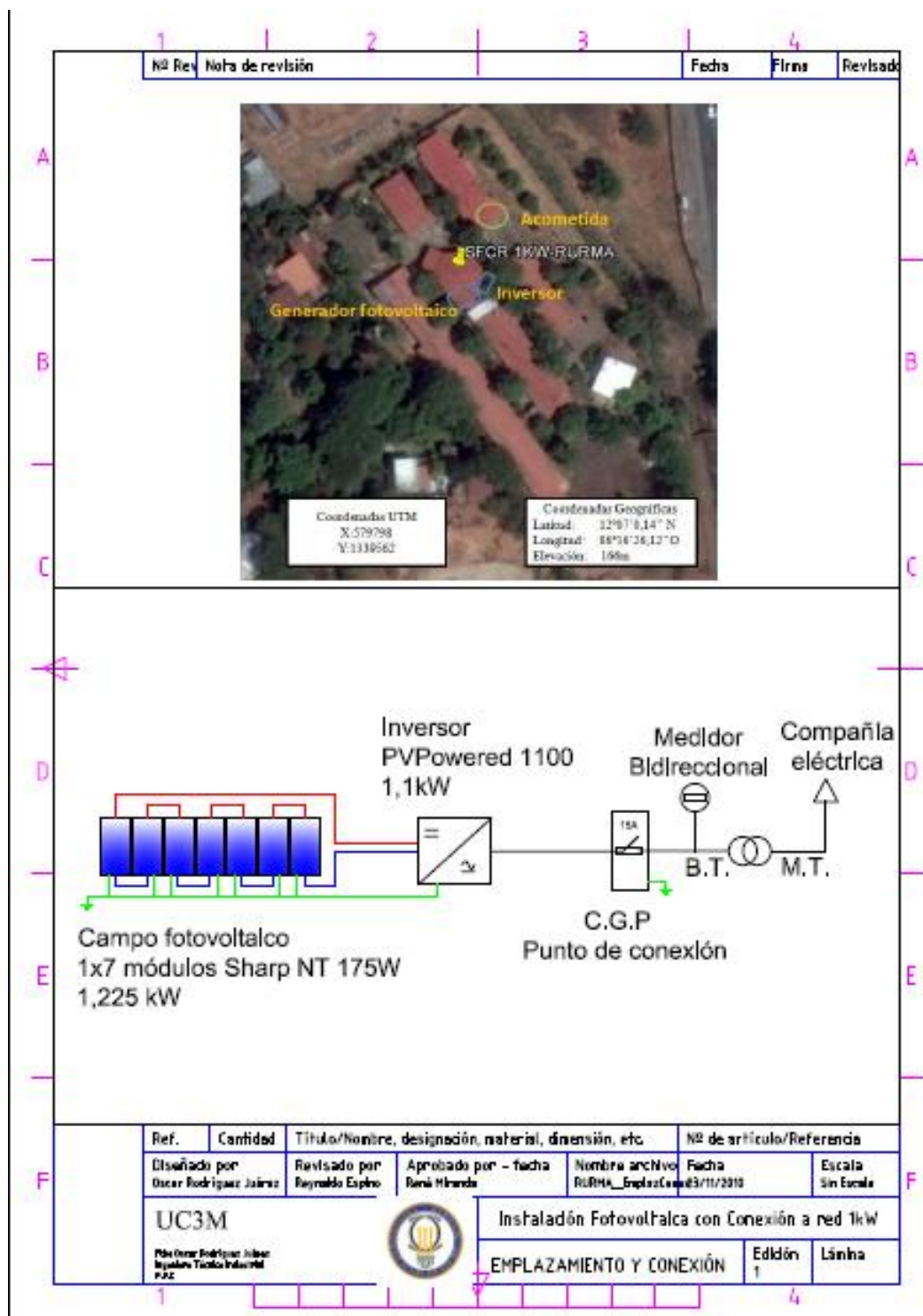


Figura 48. Emplazamiento y conexión instalación fotovoltaica RURMA.

• ESQUEMA UNIFILAR

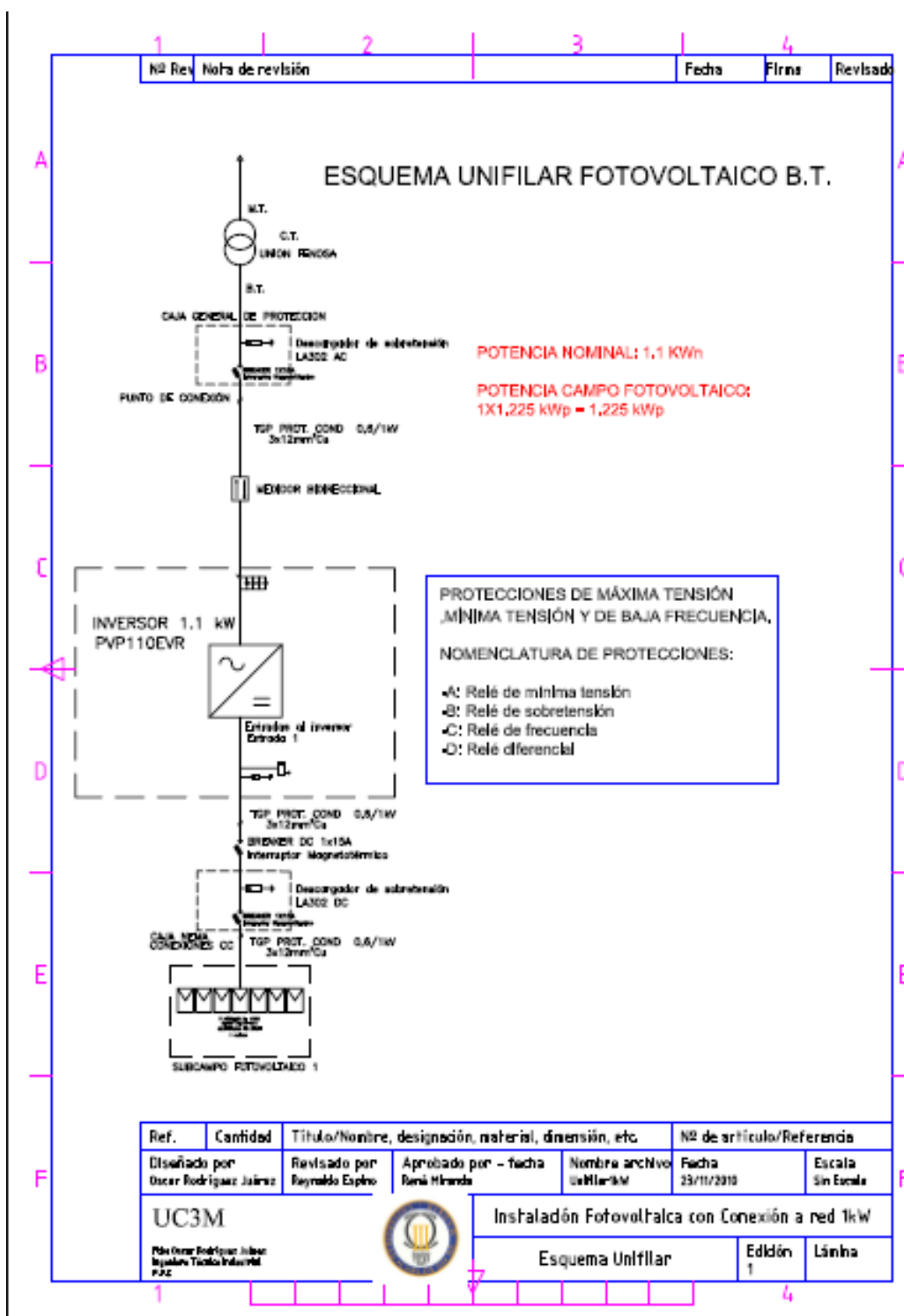


Figura 49. Esquema unifilar instalación RURMA.

## 6 HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

- *MÓDULO FOTOVOLTAICO*



**SHARP.**  
solar electricity

**175 WATT**  
MULTI-PURPOSE MODULE  
NEC 2008 Compliant



**NT-175UC1**

**MULTI-PURPOSE 175 WATT MODULE FROM THE WORLD'S TRUSTED SOURCE FOR SOLAR.**

Using breakthrough technology, made possible by nearly 50 years of proprietary research and development, Sharp's NT-175UC1 solar module incorporates an advanced surface texturing process to increase light absorption and improve efficiency. Common applications include commercial and residential grid-tied roof systems as well as ground mounted arrays. Designed to withstand rigorous operating conditions, this module offers high power output per square foot of solar array.

**Multi-purpose module ideal for ground mounted solar systems and the preferred solution for landowners.**

**ENGINEERING EXCELLENCE**  
High module efficiency for an outstanding balance of size and weight to power and performance.

**DURABLE**  
Tempered glass, EVA lamination and weatherproof backskin provide long-life and enhanced cell performance.

**RELIABLE**  
25-year limited warranty on power output.

**HIGH PERFORMANCE**  
This module uses an advanced surface texturing process to increase light absorption and improve efficiency.



Sharp multi-purpose modules offer industry-leading performance for a variety of applications.

Improved Frame Technology

**SHARP: THE NAME TO TRUST**  
When you choose Sharp, you get more than well-engineered products. You also get Sharp's proven reliability, outstanding customer service and the assurance of our 25-year limited warranty on power output. A global leader in solar electricity, Sharp powers more homes and businesses than any other solar manufacturer worldwide.

**BECOME POWERFUL**

Figura 50. Módulo FV Sharp NT-17SUC1

# 175 WATT

## NT-175UC1

NEC 2008 Compliant  
Module output cables now 12 AWG with locking connectors

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS

|  |                         |
|--|-------------------------|
| Maximum Power (P <sub>max</sub> ) <sup>a</sup> | 175 W                   |
| Tolerance of P <sub>max</sub>                  | +10%/-5%                |
| Type of Cell                                   | Monocrystalline silicon |
| Cell Configuration                             | 72 in series            |
| Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )        | 44.4 V                  |
| Maximum Power Voltage (V <sub>pm</sub> )       | 35.4 V                  |
| Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )       | 5.40 A                  |
| Maximum Power Current (I <sub>pm</sub> )       | 4.95 A                  |
| Module Efficiency (%)                          | 13.45%                  |
| Maximum System (DC) Voltage                    | 600 V                   |
| Series Fuse Rating                             | 10 A                    |
| NOCT   | 43°C                    |
| Temperature Coefficient (P <sub>max</sub> )    | -0.485%/°C              |
| Temperature Coefficient (V <sub>oc</sub> )     | -0.36%/°C               |
| Temperature Coefficient (I <sub>sc</sub> )     | 0.053%/°C               |

<sup>a</sup>Measured at (STC) Standard Test Conditions: 25°C, 1 kW/m<sup>2</sup> irradiance, AM1.5

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

|  |   |
|--|---|
| Dimensions (A x B x C below)           | 32.5" x 62.0" x 1.5"/826 x 1575 x 46 mm |
| Cable Length (G)                       | 43.3"/1100 mm                           |
| Output Interconnect Cable <sup>a</sup> | 12 AWG with MC4 Locking Connector       |
| Weight                                 | 35.3 lbs./16.0 kg                       |
| Max Load                               | 50 psf (2400 Pascals)                   |

<sup>a</sup>A safety lock clip (Multi Contact part number PV-LS46) may be required in readily accessible locations per NEC 2008 690.33 (C)

### QUALIFICATIONS

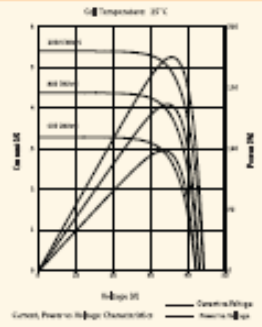
|             |         |   |
|-------------|---------|---|
| UL Listed   | UL 1703 |  |
| Fire Rating | Class C |   |

### WARRANTY

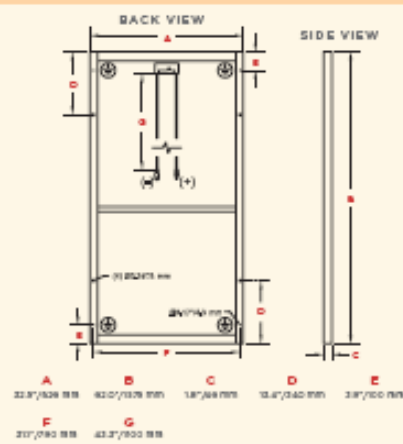
25-year limited warranty on power output  
Contact Sharp for complete warranty information

Design and specifications are subject to change without notice.  
Sharp is a registered trademark of Sharp Corporation. All other trademarks are property of their respective owners. Contact Sharp to obtain the latest product manuals before using any Sharp device. Cover photo: solar installation by NEC Power Management, Auburn, CA.

### IV CURVES



### DIMENSIONS



Contact Sharp for tolerance specifications

# SHARP



SHARP ELECTRONICS CORPORATION  
5901 Bolsa Avenue, Huntington Beach, CA 92647  
1-800-SOLAR-06 • Email: [sharpsolar@sharpusa.com](mailto:sharpsolar@sharpusa.com)  
[www.sharpusa.com/solar](http://www.sharpusa.com/solar)

© 2008 Sharp Electronics Corporation. All rights reserved.



99L-633 - PD-11-08

Figura 51. Ficha técnica módulo FV

• *INVERSOR*

## PVP1100 to PVP5200 String Inverters

Example of Side-by-side Flush Mounting on 16" Intervals

### Proven Reliability – Now With an Integrated AC and DC PV System Disconnect Listed to the UL 98 Standard

PV Powered, Inc. continues to deliver industry-leading reliability and technical innovations that lower the total cost of PV systems installation. PV Powered is now the only manufacturer of a residential inverter-integrated AC/DC PV System Disconnect that is listed to the UL 98 Standard. The UL 98 Standard, called "Enclosed and Dead-front Switches," ensures the integrated PV Powered disconnect meets all installation and inspection requirements of a PV System Disconnect.

Housed within an NEC Compliant wire raceway, PV Powered's innovative disconnect consists of one enclosure with generous working room for installation. In addition to providing for a single point of connection from the utility service and PV array, the wire raceway's optimized knockout locations also provide options for side, bottom and back entry with minimized conduit bending. The wire raceway enables flush side-by-side mounting, eliminating the need for extra equipment and resulting in a cleaner, less expensive installation.

PV Powered's string inverters are backed by the industry's first nation-wide ten year warranty and equipment replacement program. Optional performance monitoring is available which includes low cost, secure web-based access to inverter status and performance history.

### FEATURES

**Industry-Leading Reliability**

- Endurance tested to 20 year operating life
- Lowest part counts and fewest interconnects eliminate common failure points
- Field-proven technology with thousands of units installed nationwide

**Integrated AC and DC PV System Disconnect**


- Listed to UL 98 Standard for use with PV Powered UL 1741 Listed string inverters
- Robust testing of switch mechanism to UL 98 Standard, called "Enclosed and Dead Front Switches"
- Single AC/DC switch visible and lockable in the OFF position
- NEC Compliant internal wire raceway enables flush side-by-side mounting
- Direct-to-wall surface enclosure design allows for easy access and installation


**Easy Installation**

- Factory integrated inverter and PV System Disconnect eliminates the need for extra equipment
- Interconnections reduced from 12 to 4 points, saving installation time and material costs
- Field-configurable inverter grounding schema with simple jumper selection
- Optimally placed knockouts for a variety of conduit routing options

**Installer-Focused Support**

- No special purchase requirements to get the best technical support in the industry
- Live technical phone support
- Optional performance monitoring available





All PV Powered products are designed and manufactured in the U.S., are fully compliant with the Buy American Act, and qualify for projects funded by the federal stimulus package.

20720 Brinson Boulevard  
PO Box 7348  
Bend, OR 97708  
1-541-312-3832  
WWW.PVPOWERED.COM

©2009 PV Powered  
55-600100-51-A02

Figura 52. Inversor PVPowered 1100



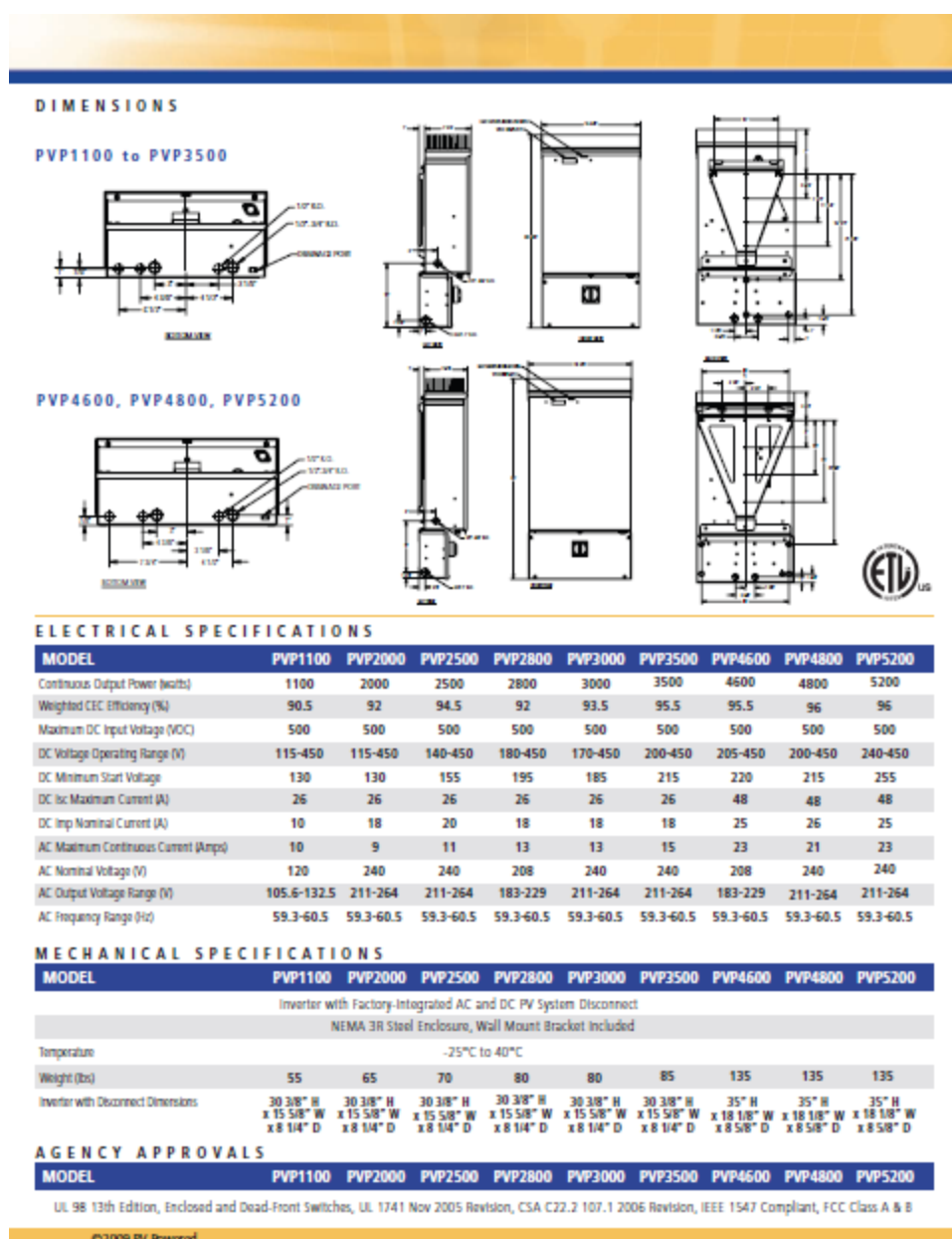


Figura 53. Ficha técnica inversor fotovoltaico